

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Профиль: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Кафедра теоретической и прикладной механики

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Подбор оборудования и расчет скважинного винтового насоса</b>

УДК 622.276.53:621.66

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4E21	Иванов Виктор Константинович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТПМ	Зиякаев Г.Р.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. менеджмента	Н.А. Гаврикова	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭБЖ	Е.С. Невский	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Е.Н. Пашков	к.т.н.		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Профиль: Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Кафедра теоретической и прикладной механики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ</b>
----------------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
4Е21	Иванову Виктору Константиновичу

Тема работы:

Подбор оборудования и расчет скважинного винтового насоса.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	12.05.2016/ №3462/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2016 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Расчет винтового насоса для скважины с параметрами: дебит- $Q-16 \text{ м}^3/\text{сут}$ , глубина спуска насоса $L-1100 \text{ м}$ , плотность нефти $\rho_n-850 \text{ кг/м}^3$ , пластовое давление – $9 \text{ МПа}$ , газовый фактор $50\%$ .
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Обзор возможных типов винтовых насосов, сравнительный обзор скважинных винтовых насосов с целью определения необходимого типа привода для заданной скважины;</li><li>2. Подбор скважинного винтового насоса, определение оптимального режима его работы, расчет на</li></ol>

	статическую прочность, расчет на циклическую прочность, расчет на устойчивость, гидравлический расчет. 3. Финансовый менеджмент; 4. Социальная ответственность; 5. Выводы по работе.
<b>Перечень графического материала</b>	Схема установки электровинтового насоса, винтовой насос, презентация.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения</b>	Гаврикова Н.А.
<b>Социальная ответственность</b>	Невский Е.С.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
---	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	1.02.2016
---	-----------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ТПМ	Заиякаев Г.Р.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4E21	Иванов Виктор Константинович		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Профиль: Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов.

Уровень образования: Бакалавриат

Кафедра теоретической и прикладной механики

Период выполнения: (весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

<b>БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА</b>
----------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.05.16	<i>Теоретическая часть работы</i>	50
1.06.16	<i>Выполнение расчетной части работы</i>	40
7.06.16	<i>Устранение недочетов в работе</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ТПМ	Зиякаев Г.Р.	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Пашков Е.Н.	к.т.н.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
4E21	Иванов Виктор Константинович

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТПМ</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»/ «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	SWOT-анализ проекта
2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ	Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Основная заработная плата исполнителей темы 2. Отчисления на социальные нужды 3. Накладные расходы 4. Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Матрица SWOT	
2. Календарный график проведения НИ	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Н.А.Гаврикова			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
4Е21	Иванов Виктор Константинович		

## Приложение Л

(обязательное)

### Форма задания для раздела «Социальная ответственность»

#### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4Е21	Иванов Виктор Константинович

Институт	ИПР	Кафедра	ТПМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование»/ «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

#### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочее место – СЭБ с операторной. Оборудование: СВН,</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ПБ 08-624-03, ВППБ-01-04-98, НПБ 105-03, НПБ 88-2001, ГОСТ 12.1.005-01, ГОСТ Р 53675 Должностная инструкция оператора по добыче нефти и газа, Трудовой кодекс Российской Федерации.</p>

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Электрические поля</p>
--	---------------------------

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Источники опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– технологическое оборудование.</li> </ul> <p>Средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– установка сигнализаторов;</li> <li>– полная герметизация всего оборудования</li> </ul> <p>Причины возникновения пожаров и взрывов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– результат разгерметизации оборудования;</li> <li>– механические повреждения.</li> <li>– чрезвычайные ситуации</li> </ul> <p>Профилактические мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– профилактический осмотр оборудования установок по графику;</li> <li>– инструктаж правил безопасности.</li> </ul> <p>Первичные средства пожаротушения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– огнетушитель;</li> <li>– вода;</li> <li>– песок.</li> </ul>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Загрязнение атмосферы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– химическое.</li> </ul> <p>Средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– оборудования, рассчитанные на давление, превышающее максимальное возможное рабочее давление;</li> <li>– фильтры;</li> <li>– соблюдение норм технологического режима;</li> <li>– контроль технологических процессов с помощью средств автоматики.</li> </ul>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– пожар;</li> <li>– взрыв.</li> </ul> <p>Действия при возникновении ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– остановка работы оборудования;</li> <li>– вызов пожарной команды;</li> <li>– до прибытия пожарной команды, силами вахтового персонала принять меры к ограничению распространения границ пожара.</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– охрана труда женщин и подростков;</li> <li>– работа с вредными и (или) опасными оповещение обслуживающего персонала, отсечь аварийные участки;</li> <li>– условиями труда;</li> <li>– применение спецодежды и СИЗ.</li> </ul> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– обеспечение оптимального размещения рабочего места;</li> <li>– наличие регламентированных перерывов;</li> </ul> <p>наличие санитарно-бытовых помещений.</p>



Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.05.2016г
--	-------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры	Невский Е.С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е21	Иванов Виктор Константинович		

Оглавление	
Реферат .....	13
1. Обзор литературы.....	14
2. Объект и границы исследования.....	15
3. Общие сведения .....	16
3.1. Современные способы добычи .....	16
3.1.1. Газлифтная эксплуатация .....	16
3.1.2. Насосный способ .....	18
4. Обоснование выбора СВН.....	25
5. Классификация винтовых насосов .....	25
5.1. По конструкции насоса .....	26
5.1.1. Однозаходные и многозаходные .....	26
5.1.2. Одновинтовые насосы.....	26
5.1.3. Двухвинтовые насосы .....	38
5.2. По расположению и типу привода.....	38
5.2.1. Установки с погружным вентильным приводом .....	39
5.2.2. Скважинные насосы с погружным гидроприводом .....	41
5.2.3. Установки винтовых насосов с поверхностным приводом .....	42
6. Расчетно-конструкторская часть .....	44
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ....	65
8. Социальная ответственность.....	80
Заключение .....	89
Список использованных источников .....	90

## Введение

Выбор метода добычи и способа эксплуатации скважины, составляет одну из важнейших задач комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений, и существенно влияет на все показатели добычи нефти. Несмотря на это, выбор должен базироваться на предварительных расчетах, целью которого является снижение эксплуатационных затрат.

В настоящее время скважинная добыча нефти осуществляется различными методами:

- Фонтанный;
- Механизированный;

Фонтанный метод поднятия жидкости на поверхность осуществляется за счет пластовой энергии.

Существует несколько способов фонтанной добычи:

- Естественное фонтанирование (за счет природной энергии пласта)
- Искусственное фонтанирование (при поддержании пластового давления путем закачки в пласт жидких и газообразных агентов)

Механизированный же метод применяется в тех случаях, когда давление в нефтяном коллекторе не может обеспечивать оптимальный отбор из скважины за счет природной энергии.

Самый распространенный способ механизированной добычи является использование насосов: ЭЦН, ШГН, ЭВН.

В выпускной квалификационной работе механизированный метод поднятия жидкости на поверхность с помощью спускаемого в скважину электровинтового насоса.

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа 90 с., 24 рисунок, 16 таблицы, 15 источников, 4 л. графических материалов.

**Ключевые слова:** скважина, винтовой насос, винт, обойма.

**Объект исследования:** скважинный винтовой насос.

**Результаты исследования:** Был подобран скважинный винтовой насос для данной скважины, достоинствами которого является простота конструкции, возможность перекачивания высоковязкой нефти и с большим содержанием механических примесей, так же унифицированная база запасных частей и комплектующих изделий отечественного производства, большой опыт эксплуатации установок электровинтового насоса на месторождениях нашей страны.

## **1. Обзор литературы**

Про установку скважинного винтового насоса посвящено немалое количество различных статей и научных работ в отечественной и зарубежной литературе. В их число входят такие работы, У. Лайонза и Г. Плизга, Ивановского В.Н. и Дарищева В.И., Имурзина А.А., Д.Ф. Балденко и Ф.Д. Балденко. Во всех этих работах есть очень полезная информация о скважинных винтовых насосах. Например, в работе Имурзина А.А., очень подробно рассказывается о преимуществах перед другими насосами, такими как центробежные насосы и штанговые, так же есть информация о проблемах монтажа скважинного винтового насоса. Эти проблемы связаны собственно с самими рабочими органами винтового насоса.

Выше перечисленные работы помогли разобраться в данной теме выпускной бакалаврской работы. Но так же хотелось бы отметить источники из интернета, такие как «[drillings.ru](http://drillings.ru)» и «[vniibtbi.ru](http://vniibtbi.ru)».

## **2. Объект и границы исследования**

Винтовой насос - это устройство, в котором образование напора нагнетаемой жидкости происходит благодаря вытеснению жидкости винтовыми роторами, выполненными из металла, вращающимися вокруг статора определенной формы (рис.5).

Винтовые насосы - разновидность роторно-зубчатых насосов, получаемых из шестеренных за счет уменьшения числа зубьев и увеличения их угла наклона.[4]

Преимущества по сравнению с центробежными насосами: 1) малое перемешивание перекачиваемой жидкости; 2) хороши для перекачки высокогазированной жидкостей; 3) более износостойкие при добычи нефти, содержащей механические примеси; 4) с повышением вязкости параметры насоса почти не изменяются.

Преимущества по сравнению с СШНУ: 1) простота конструкции и малая масса привода; 2) отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки; 3) просто транспортировки, монтажа и обслуживания; 4) широкий диапазон физико-химических свойств откачиваемых пластовых жидкостей; 5) уравновешенность привода, постоянство нагрузок, действующих на штанги, равномерность потока жидкости, 6) отсутствие клапанов в скважинном насосе.[3]

### 3. Общие сведения

#### 3.1. Современные способы добычи

Классификация различных энергетических источников подъема продукции скважин и способов эксплуатации



Механизированный способ эксплуатации может осуществляться в двух вариантах:

1. Газлифтный способ добычи нефти.
2. Насосный способ добычи нефти.

##### 3.1.1. Газлифтная эксплуатация

Весьма важным способом эксплуатации скважин является газлифтный способ, особенно в тех случаях, когда невозможно применение скважинных насосов, например, на морских платформах и в скважинах с большим смещением забоя. При газлифте энергия сжатого газа уменьшает гидростатическое давление столба жидкости, и жидкость получает возможность подниматься к устью скважины. Газлифтная эксплуатация осуществляется с помощью газлифтных клапанов, установленных в кольцевом пространстве между эксплуатационной колонной и колонной НКТ. Газ сжимается, подается в кольцевое пространство и поступает в НКТ с расходом, регулируемым газлифтным клапаном. При этом смесь газа и скважинной жидкости выносится к устью. После этого газ отделяется от жидкости и вновь

используется для закачки в газлифтный подъемник; излишний газ подается в газораспределительную сеть. В основе системы лежит газлифтный клапан, действующий как клапан регулировки давления и поддерживающий, в зависимости от конструкции клапана, постоянное давление либо в кольцевом пространстве, либо в НКТ (рис.1). [1]

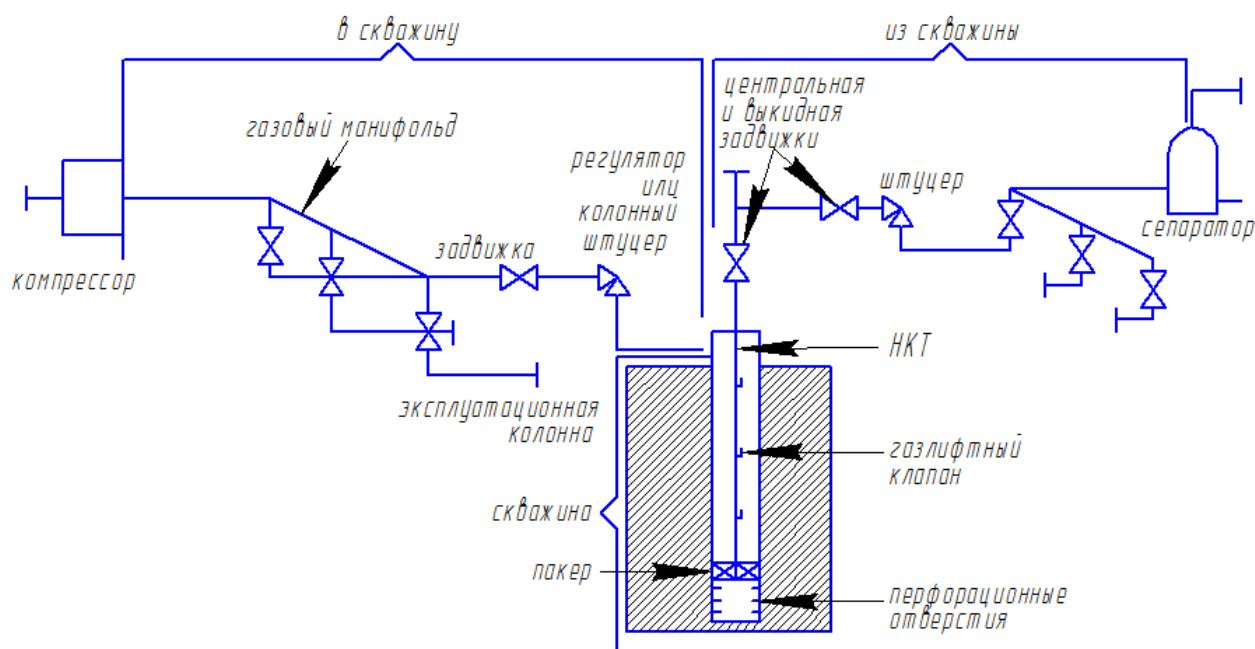


Рис 1. Схема газлифта

*Газлифтный подъемник может действовать в двух режимах:*

- 1) непрерывная закачка газа в НКТ, сопровождаемая непрерывным выносом пластовой жидкости;
- 2) быстрая закачка большого объема газа в НКТ, приводящая к образованию жидкостной пробки, выносимой на поверхность.

Затем клапан закрывается на время накопления в НКТ следующей порции жидкости. Первый способ называется непрерывным газлифтом и применяется в скважинах дебитом, достаточным для непрерывного выноса жидкости. Второй способ – периодический газлифт, применяемый в скважинах с низкой продуктивностью.

Преимущества газлифтной эксплуатации:

- элементарность оборудования и удобное обслуживание;



- эффективность в эксплуатации скважин с искривлениями ствола;
- возможность эксплуатации высокотемпературных пластов с высоким содержанием газа;
- телемеханизированные и автоматизированные процессы добычи нефти;

Недостатками газлифтной эксплуатации считаются высокие начальные капитальные вложения, фондоемкость и металлоемкость. Эти показатели, во многом зависящие от принятой схемы обустройства промысла, ненамного превышают показатели при насосной добыче.

### 3.1.2. Насосный способ

Подъем жидкости в этом случае осуществляется гидравлическими машинами, работающими на подводимой извне энергии.

Существуют следующие виды насосной эксплуатации скважин:

- установкой штангового глубинного насоса (УШГН);
- установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН);
- установкой штангового (либо электропогружного) винтового насоса (УШВН, УЭВН);
- установкой электродиафрагменного насоса (УЭДН) и др.

**Штанговый глубинный насос (ШГН)** представляет собой плунжерный насос специальной конструкции, привод которого осуществляется с поверхности посредством штанги (рис.2).

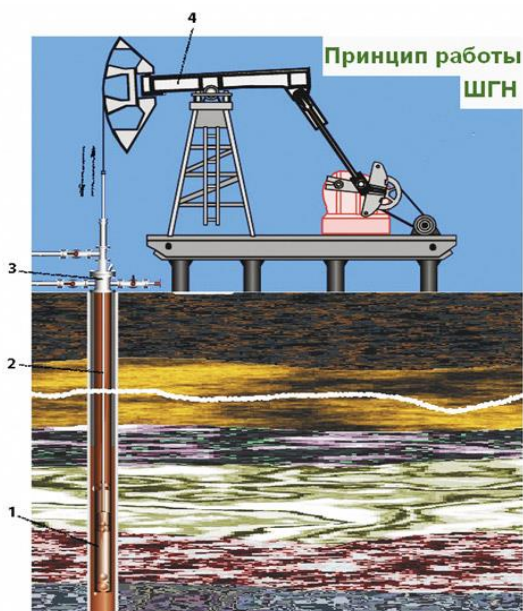


Рис. 2. Схема добычи нефти с помощью ШГН

Основные детали: 1) насос; 2) НКТ; 3) фонтанная арматура; 4) станок-качалка.

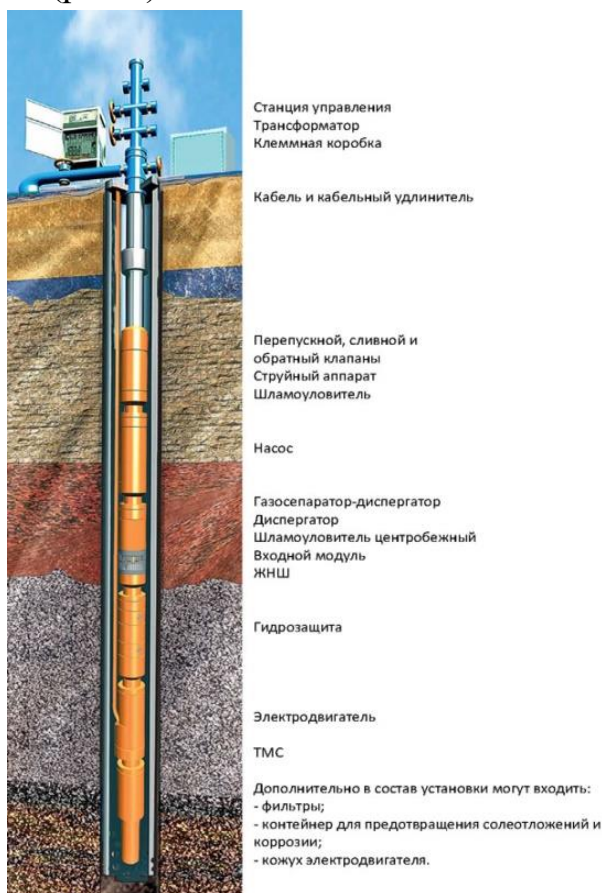
В результате подкачки жидкости уровень при непрерывной работе насоса последней в трубах поднимается до устья, и в выкидную линию поступает через тройник.

Из-за того что штанговые насосы громоздкие, у них малая подача, нельзя применять в искривленных скважинах и их редко используют.

Вследствие этих недостатков в последние годы стали все чаще и чаще использовать так называемые «бесштанговые насосы».[2]

### Погружной электроцентробежный насос

Электроцентробежный насос является чередой ступеней, в которых есть ротор и статор (направляющий аппарат). Ротором является центробежное колесо, а статором является аппарат. Ротор некоторых ступеней закреплен за один вал, который жестко соединен с валом погружного электродвигателя (рис.3).



Каждая из ступеней ЭЦН развивает напор 3...5.5 м. Поэтому для обеспечения напора в 800... 1000 м в корпусе насоса монтируют 150...200 ступеней.

При снижении напора, коэффициента полезного действия, подачи, электроцентробежные насосы лучше не применять. Так же при условиях повышенной вязкости, увеличенном содержании газа на приеме.[3]

Рис. 3. Схема установки ЭЦН

## Погружные диафрагменные электронасосные установки (ЭДНУ)

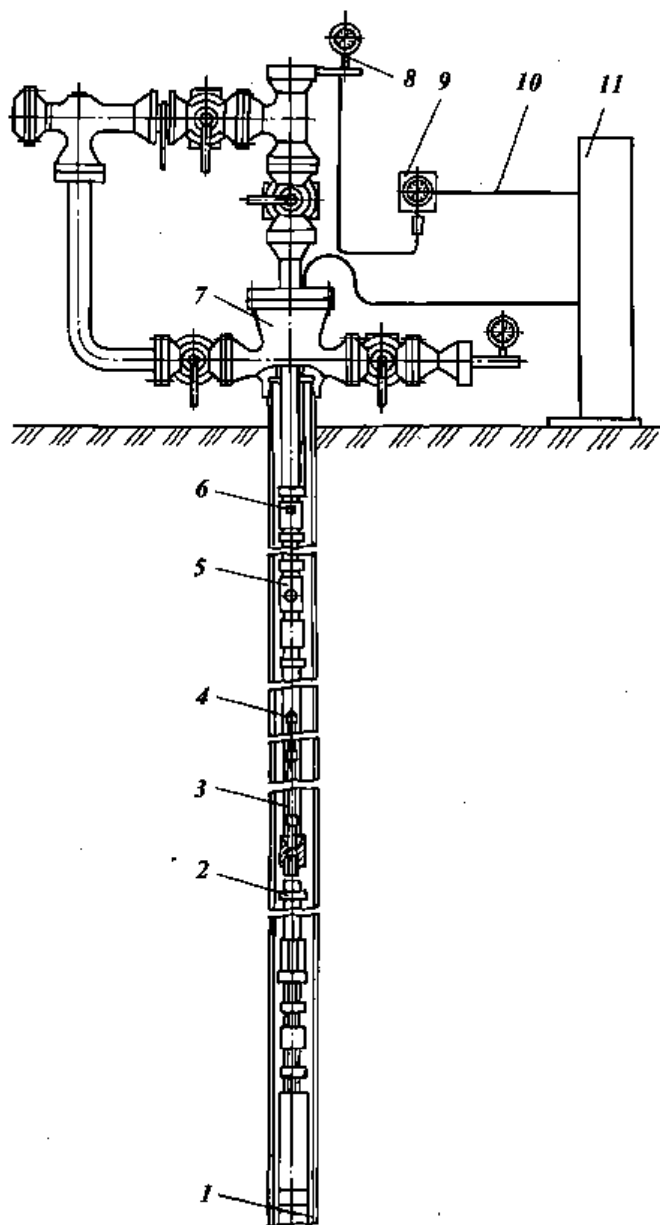
При искривлении скважины и обводненности продукции, вдобавок при нахождении механических примесей имеет место резкое уменьшение МРП скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосными установками, из-за чего повышается износ плунжера насоса, обрыв и истирание насосных труб и штанг. Именно для работы в таких условиях были созданы установки электродиафрагменных насосов, которые относятся к бесштанговым насосам,

вследствие этого меняются их качества в эксплуатации.

К особенностям конструкции диафрагменного насоса относится изоляция органов исполнения от откачиваемой среды диафрагмой и работ в герметичной полости, которая заполнена чистой жидкостью (рис.4).

Погружные диафрагменные насосы различных типов классифицируют по ряду признаков:

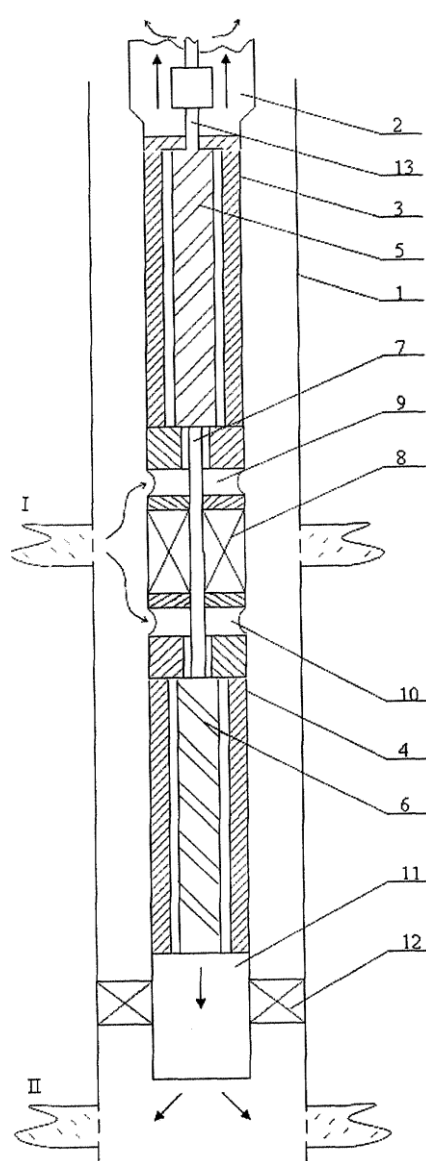
- по способу приведения диафрагмы в возвратно-поступательное движение: механический привод, гидравлический привод;
- по конструкции диафрагмы: плоская, цилиндрическая, сифон;
- по виду энергии, подводимой к насосу с поверхности: электрическая,



гидравлическая.

Рис. 4. Установка электродиафрагменного насоса типа УЭДН5: 1) насос; 2) пояс для крепления к трубам; 3) шламовая труба; 4) первая труба; 5) сливной клапан; 6) кабельная линия; 7) устьевое оборудование; 8) манометр с отводом; 9) электроконтактный манометр; 10) сигнальный провод; 11) комплектное устройство.

### Скважинные винтовые насосные установки (СВНУ)



Винтовые насосы обладают уникальными характеристиками, которые могут сделать их применение предпочтительным по сравнению с другими системами механизированной добычи. Важнейшей их характеристикой является высокий КПД всей системы в целом. Установки винтовых насосов имеют КПД от 50% до 70%, что выше, чем у установок механизированной добычи любого другого типа.

Рис. 5. Установка скважинного винтового насоса: 1) скважина; 2) НКТ; 3,4) винтовые насосы; 5,6) червячные валы; 7) полированный шток; 8) сальник; 9,10) входные устройства; 11) патрубок; 12) пакер; 13) колонна.

*Устройство и принцип действия:*

Винтовой насос имеет винт и обойму, винт является ротором у которого шаг  $l_{рот}$ , а обойма – статор с  $l_{ст}$ , который вдвое больше чем шаг ротора.

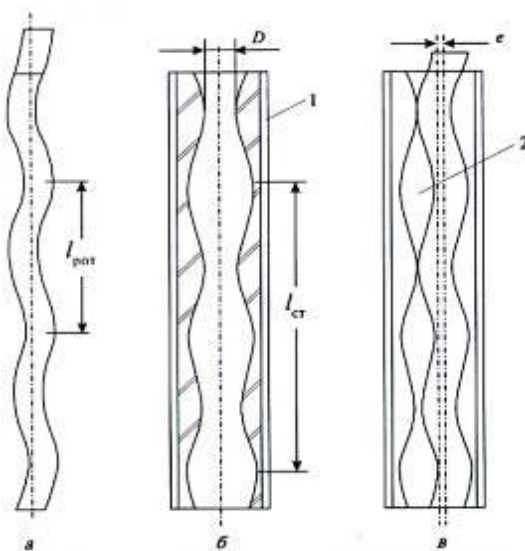


Рис. 6. Глубинный винтовой насос: а - ротор; б - статор; в - насос в сборе; 1 - корпус насоса; 2 - полость между статором и ротором.

Ротор имеет однозаходную нарезку с отношением длины к глубине винта (15÷30). У статора есть внутренняя поверхность, соответствующая двухзаходному винту.

Принцип действия: ротор и статор образуют ряд замкнутых полостей, эти полости передвигаются к области приема с помощью вращения ротора. Перед работой насоса замкнутая полость сообщается с областью приема, объем увеличивается когда происходит движение по оси, тем самым заполняются нефтью, и конце концов они становятся замкнутыми. Полость нагнетания соединяется с полостью выкида, которая уменьшается, а нефть движется в трубу. [4]

*Преимущества установок винтовых насосов относятся:*

- способность перекачивать жидкости с высокой вязкостью, большой концентрацией твердых примесей и умеренным содержанием свободного газа;
- низкие внутренние скорости сдвига, что ограничивает эмульгирование жидкостей вследствие перемешивания;
- отсутствие клапанов и возвратно-поступательных узлов, которые могут закупориваться, блокироваться газом или изнашиваться;
- просто установки, эксплуатации и обслуживания;
- малогабаритное и малошумное наземное оборудование.

Установки винтовых насосов обладают так же некоторыми недостатками по сравнению с другими системами механизированной добычи. Наиболее заметными из них являются ограничения в отношении подачи насоса, высоты подъема и совместимости материалов упругих элементов. Ниже перечисляются ограничения в области применения и затруднения при эксплуатации установок винтовых насосов.

- Ограничения по дебиту: максимум =  $800 \text{ м}^3 / \text{сутки}$  (5000 баррель/сутки).
- Ограничения по высоте подъема: максимум = 3000 м (9800 футов).
- Ограничения по температуре окружающей среды: максимум =  $170^\circ \text{C}$ .
- Чувствительность к окружающей среде: эластомеры склонны к набуханию и старению под воздействием некоторых жидкостей. (Эластомер - вещество, которое восстанавливает первоначальную форму и размер после деформации)
- Склонность к необратимым повреждениям статоров насосов даже при кратковременной работе всухую.
- Недостаточность опыта проектирования, монтажа и эксплуатации.

Во многих случаях установки винтовых насосов, при надлежащей компоновке и правильной эксплуатации, представляют собой наиболее

экономичный (а в некоторых случаях и единственно возможный) способ механизированной добычи.

Основные виды продукции, добываемой винтовыми насосами:

*Тяжелая нефть:*

- Плотность по API менее 18°;
- Вязкость от 500 до 15000 сП;
- Высота подъема от 300 до 800 м (1000-2500 футов);
- Дебит до  $70 \text{ м}^3 / \text{сутки}$  (440 баррель/сутки);
- Содержание песка до 85%;
- Содержание воды до 100%;
- Малое содержание ароматических соединений, малое значение газонефтяного фактора;
- Возможно наличие  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ .

*Средняя нефть – плотность по API от 18° до 30°:*

- Вязкость менее 500 сП;
- Высота подъема от 600 до 1400 м (2000-4500 футов);
- Дебит до  $500 \text{ м}^3 / \text{сутки}$  (3100 баррель/сутки);
- Содержание песка менее 2%;
- Содержание воды до 100%;
- Большее содержание ароматических соединений, более высокое значение газонефтяного фактора, содержания  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{CO}_2$ .

*Легкая нефть – плотность до 30° API:*

- Вязкость менее 20 сП;
- Высота подъема более 1000 м (3200 футов);
- Дебит до  $500 \text{ м}^3 / \text{сутки}$  (3100 баррель/сутки);
- Остаточное содержание песка;
- Содержание воды до 100%;

- Высокое содержание ароматических соединений, более высокое значение газонефтяного фактора, содержания  $H_2S$  и  $CO_2$ . [1]

#### 4. Обоснование выбора СВН

Исходя из параметров перекачиваемой жидкости, а именно: наличие 50% свободного газа на приеме насоса, наличие в пластовой жидкости повышенного содержания механических примесей (до 400 мг/л), так же повышенная вязкость жидкости более 200 сПз целесообразно использовать скважинный винтовой насос.

#### 5. Классификация винтовых насосов

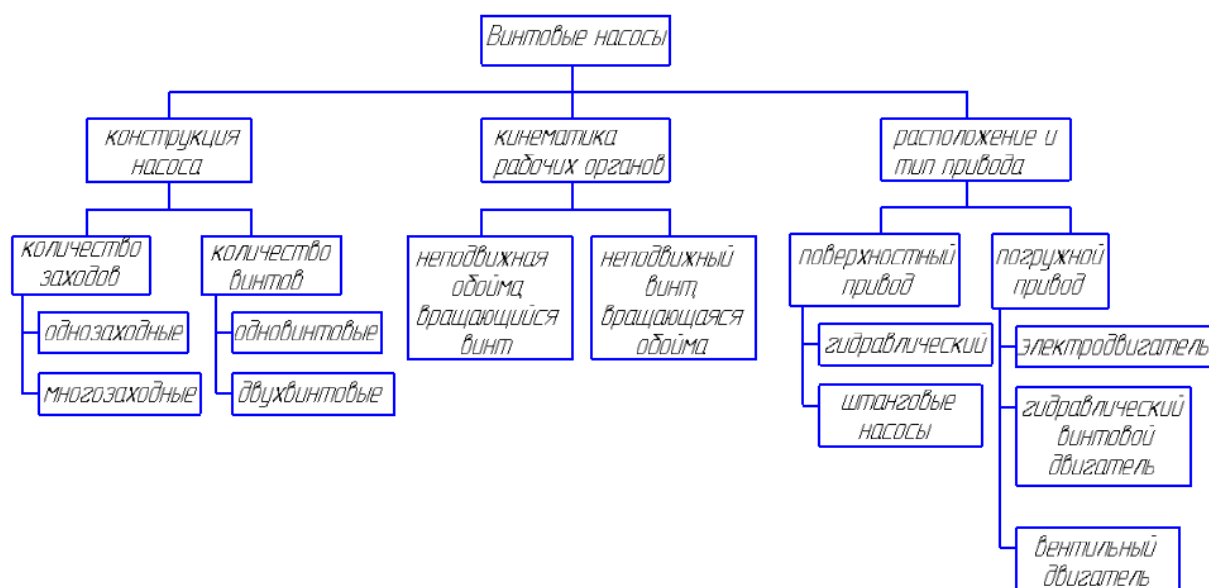


Рис. 7. Классификация винтовых насосов.



## 5.1. По конструкции насоса

### 5.1.1. Однозаходные и многозаходные

Число впадин (заходов винтовой нарезки) статора всегда на единицу больше, чем число зубьев (заходов винтовой нарезки) ротора. Большинство винтовых насосов имеют передаточное отношение (отношение числа заходов винтовой нарезки к числу заходов винтовой нарезки статора)  $1 : 2$ . Число 1 указывает число зубьев ротора; 2 – указывает число зубьев статора. Большая часть насосов с многозубым ротором имеет передаточное отношение  $2 : 3$ .

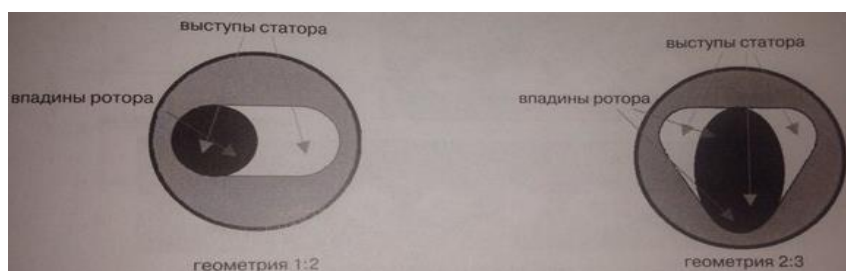


Рис. 8. Передаточное отношение винтового насоса.

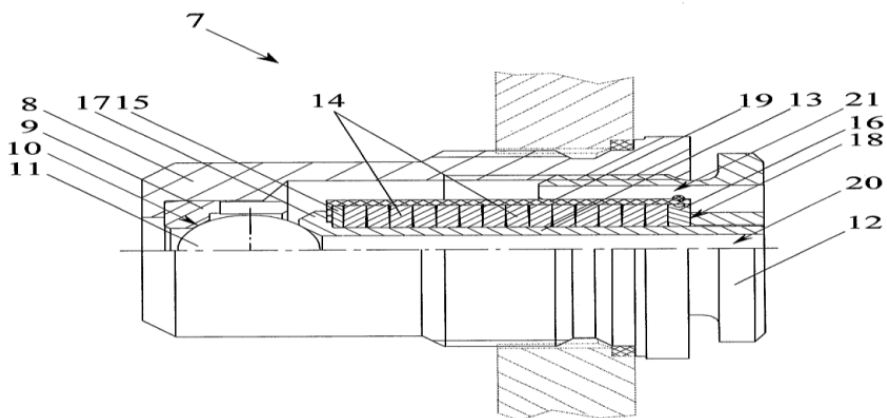
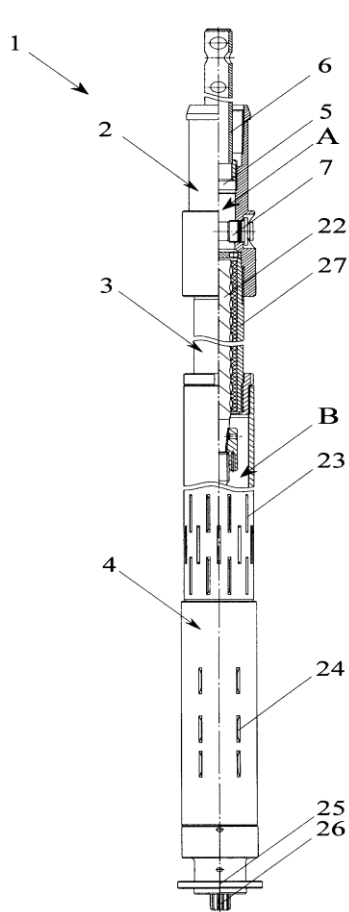
### 5.1.2. Одновинтовые насосы

Для одновинтовых насосов характерны высокооборотность, отсутствие клапанов, равномерность подачи, большая всасывающая способность и высокий КПД. Одновинтовые насосы являются практически единственным типом роторных насосов, обеспечивающим большую долговечность при перекачивании жидкостей, содержащих механические примеси и не обладающих механическими примесями и не обладающих смазывающими способностями. Это достигается конструкцией рабочих органов (наличием эластичной обоймы и износостойкого винта) и самим принципом действия насоса. Одно- и двухвинтовые насосы имеют наибольшую удельную быстроходность среди насосов объемного типа и наряду с вихревыми насосами занимают по быстроходности пограничную область между объемными и динамическими насосами. Одновинтовые насосы предназначены для работы в широком диапазоне частоты вращения. Поэтому наряду с подачей насоса в единицу времени важным параметром является геометрическая подача при

повороте ротора на один радиан – характерный объем  $q$ ). Рабочий объем и наибольшее давление определяют типоразмер насоса.

Главные преимущества одновинтовых насосов заключены в широком диапазоне их применения по параметрам перекачиваемой жидкости. Только поршневые насосы, значительно более сложные по конструкции, более дорогие в изготовлении и более металлоемкие выдерживают сравнение с одновинтовыми насосами по универсальности применения.

Наличие резинового статора позволяет широко применять одновинтовые насосы для перекачивания загрязненных жидкостей, в то время как поршневые и центробежные насосы для перекачивания жидкостей со взвесями имеют специальные конструктивные модификации.[6]



Основные детали насоса: 1-одновинтовой насос, 2-головка, 3-обойма, 4-корпус, 5-центральное отверстие, 6-шламовая труба, 7-предохранительный клапан, 8-цилиндрический корпус, 9-втулка, 10-седло, 11-шариковый затвор, 12-крышка, 13-шток, 14-пружина, 15 и 16 – шайбы, 17 – буртик, 18 – упорная поверхность, 19 – кожух, 20 – центральное отверстие, 21 – канал, 22 – рабочий винт, 23 – отверстия, 24 – отверстия, 25 – присоединительный фланец, 26 – шлицы, 27 – жесткий корпус.

Рис. 9. Погружной одновинтовой насос. Рис. 10. Предохранительный клапан

## Классификация одновинтовых насосов

Анализ многолетнего отечественного и зарубежного опыта конструирования и эксплуатации ОВН, а также патентной и технической литературы позволяет предложить классификацию насосов по следующим признакам.

1. *По кратности действия рабочих органов* различают насосы с однозаходным ротором ( $z_2 = 1$ ) и многозаходные насосы ( $z_2 \geq 2$ ), в которых ротор и статор имеют многозаходные винтовые поверхности.

Кратность действия определяет число циклов, совершаемых в РО за один оборот приводного вала и, как следствие, рабочий объем гидромашины.

Цикл одновинтовой гидромашины соответствует процессу вытеснения объема замкнутой винтообразной камеры (шлюза) и совершается за период контакта смежных зубьев ротора с фиксированной впадиной статора.

Кратность действия зависит от кинематического отношения РО и для основных кинематических схем (с неподвижным наружным или внутренним элементом) равна числу заходов внутреннего элемента  $z_2$ .

2. *По кинематике рабочих органов.* Каждый из двух элементов РО одновинтовой гидромашины может быть неподвижным или совершать движение. При кинематическом анализе героторных механизмов различают три характерных случая движения:

- вращение вокруг собственной оси (простейший случай, при котором абсолютная и относительная скорости одинаковы);
- переносное движение, при котором ось элемента вращается относительно оси насоса, а абсолютная угловая скорость элемента по отношению к неподвижной системе координат равна нулю;
- планетарное движение, при котором элемент вращается вокруг собственной оси (относительное движение), а ось обращается вокруг оси насоса (переносное движение).

Планетарное движение является наиболее общим случаем движения РО героторного механизма, являясь совокупностью вращательного и переносного движения.

*3. По назначению различают насосы:*

- общего назначения (стандартного исполнения) для различных отраслей промышленности;
- для химической и нефтехимической промышленности;
- погные (скважинные) для подъема жидкости или поддержания пластового давления;
- резервуарные;
- с предвключенным шнеком для перекачки сред, не обладающих достаточной текучестью;
- для пищевой промышленности;
- для транспортирования строительных растворов и красок;
- дозировочные;
- для подачи взрывчатых веществ в шурфы при разработке карьеров открытым способом.

*4. По роду перекачиваемой среды различают насосы:*

- для воды;
- углеводородных продуктов;
- химических веществ;
- пищевых продуктов;
- буровых растворов;
- строительных растворов и специальных смесей;
- газожидкостных смесей.

*5. По конструкции рабочих органов различают монолитные и секционные насосы.*

В большинстве случаев РО насосов выполняются в монолитном исполнении. В высоконапорных насосах с однозаходным винтом длина РО достигает 8-10 м.

Секционные РО характеризуются последовательным расположением секций монолитных РО. Основная цель секционирования - повышение давления насоса или снижение контактных напряжений и РО.

В этих насосах роторы обычно соединяются между собой шарниром или гибким валом, а статоры соединяются резьбовым переводником или выполняются в виде втулок, смонтированных в едином корпусе.

6. По характеру распределения потока жидкости различают насосы обычные и с параллельным потоком. Схемы с параллельным потоком используются с целью уравнивания осевых сил и увеличения подачи насоса.

7. По типу привода различают насосы:

- с электрическим приводом:
- приводом от двигателей внутреннего сгорания (дизельные или бензиновые):
- гидравлическим приводом.

Наибольшее распространение получили насосные агрегаты с приводом от нерегулируемых асинхронных электродвигателей переменного тока.

8. По компоновке привода различают насосные агрегаты:

- безредукторные (насос напрямую соединяется с приводным двигателем);
- редукторные (с использованием клиноременных, зубчатых и цепных передач).

Насосы общего назначения преимущественно выполняются по безредукторной схеме.

9. По общей компоновочной схеме (расположению приводного вала в пространстве), насосы подразделяются на горизонтальные и вертикальные.

Компоновка с горизонтальным расположением вала используется в ОВН общего назначения.

К вертикальным ОВН относятся скважинные и резервуарные насосы, а также монтируемые на устье скважины насосы для закачки воды в системах поддержания пластового давления.

10. По частоте вращения приводного вала различают насосы:

- высокооборотные ( $n = 1500 - 3000$  об/мин);
- средней частоты вращения ( $n - 300 - 1500$  об/мин);
- низкооборотные (300 об/мин и менее).

Выбор частоты вращения зависит от свойств перекачиваемой жидкости (вязкости, содержания механических примесей) и кинематического отношения РО (влияние инерционной силы).

К высокооборотным насосам относятся, как правило, ОВН со стандартными РО ( $i=1:2$ ), к низкооборотным - насосы с многозаходными РО.

11. По возможности изменения подачи различают регулируемые и нерегулируемые насосы.

Регулирование подачи может осуществляться:

- изменением частоты вращения приводного вала (посредством использования регулируемого двигателя или редуктора с переменным передаточным отношением);
- перепуском (дресселированием) части потока обратно во всасывающую полость;
- заменой РО (в конструкциях насосов со сменными парами).

12. По компоновке гидравлической части различают насосы:

- с расположением приводного вала со стороны всасывания;
- с расположением приватного вала со стороны нагнетания.

13. По конструкции узла соединения ротора и приводного вала ОВН выполняются в двух модификациях: шарнирной или торсионной (с гибким валом).

Исключение составляют насосы из группы А-0 и А-IV, в которых ротор жестко связывается с приводным валом.

14. По конструкции уплотнения приводного вала различают насосы с мягким (сальниковая набивка) и торцовым уплотнением.

15. По термостойкости насосы могут быть выполнены:

- в обычном исполнении для температуры перекачиваемой жидкости до 80-100°C;
- термостойкие, предназначенные для перекачивания жидкостей с температурой до 150°C;
- специальные термостойкие, работоспособные при температуре окружающей среды до 300°C.

Термостойкость ОВН лимитируется физико-химическими свойствами эластичной обкладки статора и клея, обеспечивающего крепление обкладки с металлическим остовом. [5]

В основном все эти узлы и детали унифицированы и применяются, за некоторым исключением, во всех насосах одни и те же.

Пусковая муфта, устройство которой показано на рисунке 11, обеспечивает включение насоса при максимальном крутящем моменте двигателя, соответствующем частоте вращения 800 – 1100 об/мин.

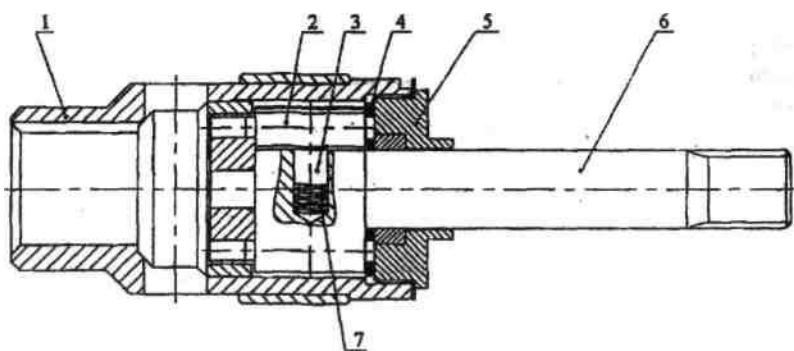


Рис. 11. Пусковая муфта:

1 - полумуфта; 2 - кулачок; 3 - штифт; 4 - шайба; 5 - крышка; 6 - вал нижней полумуфты; 7 – пружина.

Необходимость включения муфты при максимальном крутящем моменте вызвана тем, что винтовой насос имеет большую инерцию покоя, для

преодоления которой требуется повышенный пусковой момент. Зацепление кулачков и включение насоса происходит после того, как кулачки вошли в соответствующие окна в ведомой полумуфте, обеспечивающей вращение приводного вала насоса только в заданном направлении. При обратном вращении муфта не включается. Основание насоса с пусковой муфтой отдельно представлено на рисунке 12.

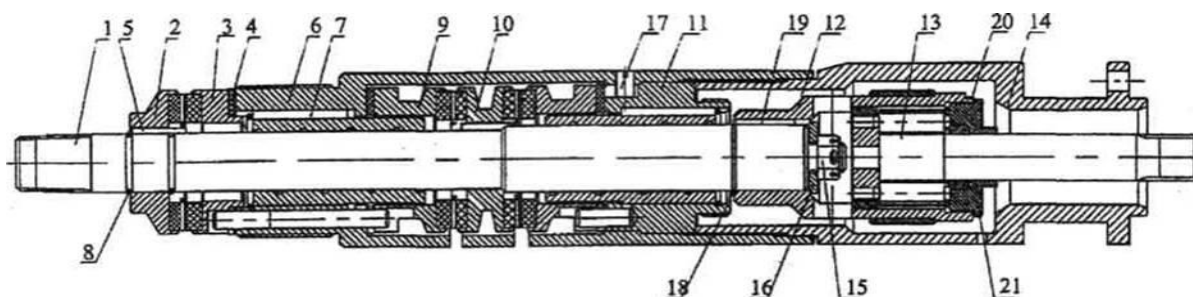


Рис. 12. Основание: 1 - вал; 2 - обойма; 3 - обойма; 4 - кольцо; 5 - шпонка; 6 – корпус основания; 7 - шпонка; 8 – кольцо запорное; 9 - обойма; 10 - пята; 11 - вкладыш; 12 - полумуфта; 13 – муфта пусковая; 14 - переводник; 15 - гайка; 16 - шайба; 17 – винт стопорный; 18 – кольцо запорное; 19 - шпонка; 20 - кольцо; 21 - крышка;

Опорные пяты, воспринимающие осевые нагрузки, выполнены из силицированного графита СГ-П. Концевые неподвижные опорные пяты опираются на резиновые прокладки для равномерной передачи усилий на всю поверхность пяты.

Основание используется в насосах, комплектуемых гидрозащитой. В этом узле нет сальника, а смазка трущихся поверхностей осуществляется пластовой жидкостью.

Эксцентриковые муфты обеспечивают возможность сложного планетарного вращения винтов в обоймах, из-за чего нефть продвигается по оси винта и получается нужный нам напор для подъема нефти на поверхность.



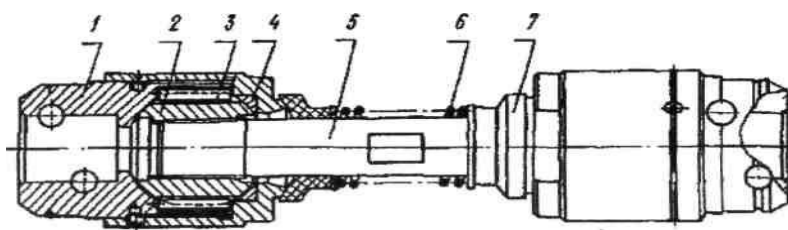


Рис. 13. Эксцентриковая муфта

Шарнирные узлы которые соединены валиком 5 находятся в муфте. Ролики 3 вращают муфту, которые находятся в гнездах поводка 2 и корпуса 1. Сила, действующая на ось, принимается поводком и сферической шайбой 4. Резиновые манжеты 7 и пружина 6 берегут смазочную жидкость в шарнирном узле и предохраняют от механических примесей. Шарнирность узла получается вследствие сферических опорных поверхностей поводка и шайбы и благодаря зазору между роликами и отверстиями в корпусе и поводке. Эксцентриковая муфта с винтом насоса соединяется штифтами.

В насосах с подачами 12, 16,25 и 63 м<sup>3</sup>/сут. применяются эксцентриковые муфты, в которых соединение муфты с винтом резьбовое.

Рабочие винты насоса однозаходные с поперечными сечениями в виде правильного круга. В насосах с подачей 12, 16 и 25 м<sup>3</sup>/сут рабочие винты изготовлены из стали марки 40Х, а в насосах с подачей 100 и 200 м<sup>3</sup>/сут - из титанового сплава ОТ-4. Плотность такого сплава примерно в 1,7 раза меньше плотности стали, а по прочности данные материалы практически равноценные. Применение сплава ОТ-4 позволяет уменьшить массу винта, что снижает нагрузку на эластомер обоймы от центробежной силы при вращении винта. Необходимая твердость поверхности винта и чистота поверхности достигаются нанесением на поверхность твердого слоя хрома и его полированием в специальном приспособлении.

Двухзаходные обоймы выполнены из специальной резины марки 2Д-405, имеющей высокие физико-механические свойства. Гарантированная наработка до

отказа обоймы, непрерывно работающей в нефтяной скважине с напором 900 - 1500 м, должна быть не менее 1 года при сроке хранения 2 года.

Предохранительный клапан расположен в верхней части насоса (рисунок 14).

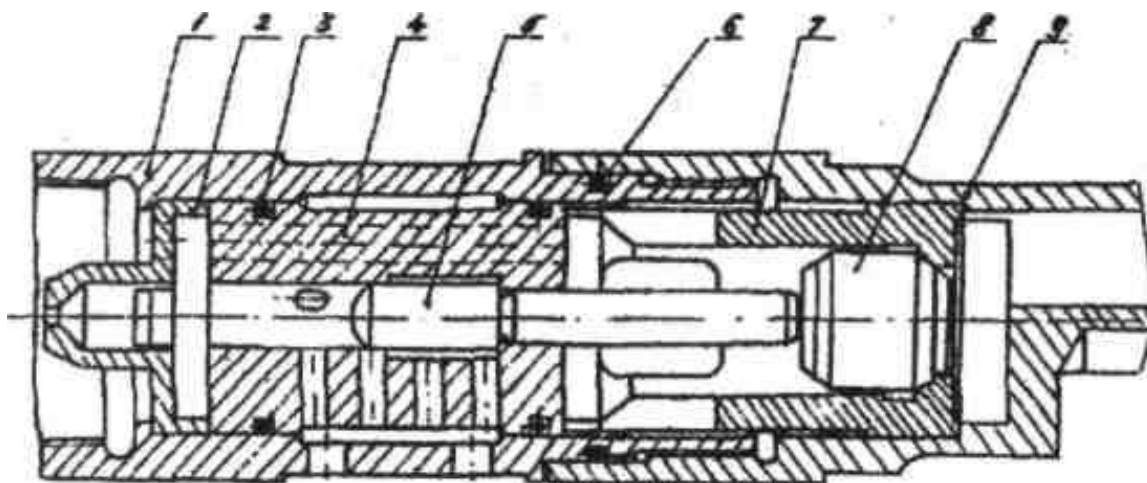


Рис. 14. Предохранительный клапан

Клапан поршеньково-золотниковый состоит из корпуса золотника 4, золотника 5, поршня 8, седла 7 поршня, амортизатора (упора) 2, уплотнительных колец 3 и 6, корпусных деталей 1 и 9.

Этот клапан используют для защиты насоса от перегруза вследствие высокого давления в напорной линии, для обеспечения слива и залива, для того что нефть проходила в скважину из напорной линии и наконец для предотвращения обратного потока перекачиваемой нефти

На рисунке 15 показаны три промежуточных положения клапана при эксплуатации насоса: заполнение жидкостью колонны труб и слив жидкости при спуске и подъеме установки (рисунок 15, а), подача жидкости на поверхность при работающей установке (рисунок 15, б) и сброс жидкости при недостаточном притоке жидкости или большом газовом Факторе обратно в скважину (рисунок 15, в).

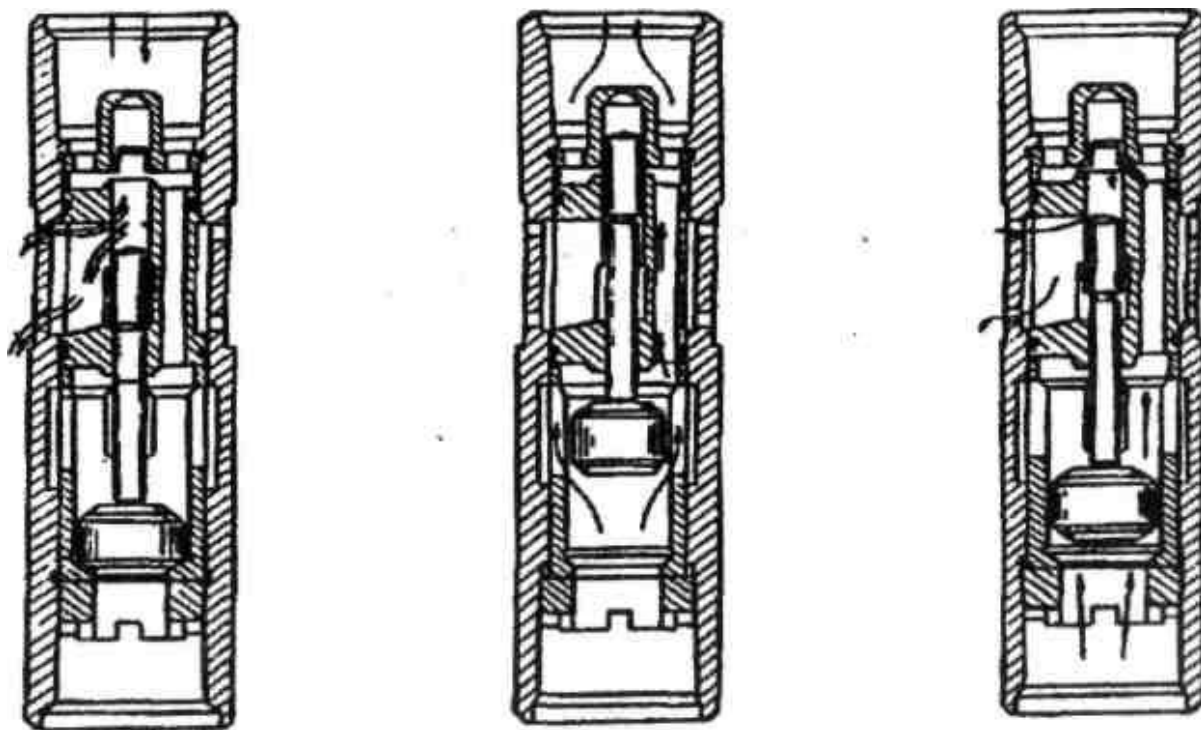


Рис. 15. Схема работы предохранительного клапана

Шламовая труба защищает насос от механических примесей, выпадающих из колонны труб, заполненных жидкостью, при остановке насоса.

Метрические резьбы и резьбы насосно-компрессорных труб корпусных деталей - правого направления. Конические резьбы на винтах, соединительных валиках эксцентриковых муфт и приводном валу основания - левого направления. Это позволяет достичь того, что все резьбы, во время эксплуатации насоса, работают на заворот.

Конструктивное различие в модификациях насосов состоит только в разнице зазоров в парах «винт - обойма». Зазор считается как разница между внутренним диаметром винтовой поверхности резинового слоя обоймы в свету и наружным диаметром сечения винта. Исполнение насоса выбирается исходя из условий его эксплуатации.

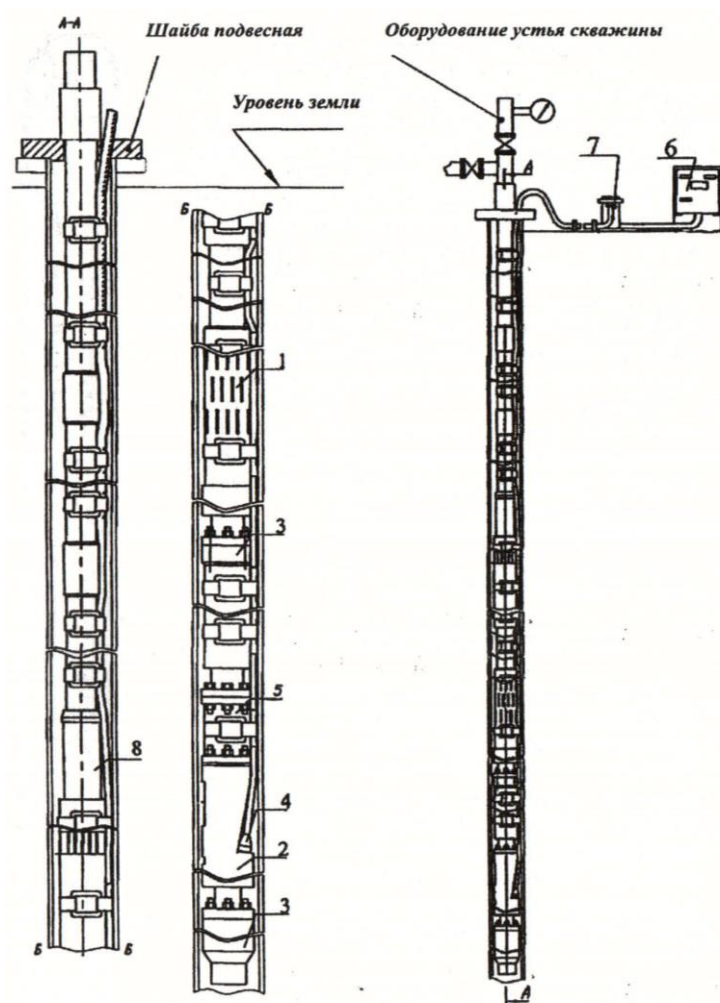


Рис. 16. Установка скважинного электровинтового насоса с редуктором:

1 - насос; 2 - электродвигатель; 3 - гидрозащита (протектор и компенсатор);

4 - линия подвода; 5 - понижающий редуктор; 6 - станция управления;

7- трансформатор; 8 - клапан обратный

После включения погружного электродвигателя вращение через вал протектора передается ведущей кулачковой полумуфте пусковой муфты. Под действием центробежной силы кулачки расходятся, преодолевая усилие стягивающей пружины, и при определенной частоте вращения электродвигателя входят в окна ведомой полумуфты на приводном валу. Вал начинает вращаться, а вместе с ним через эксцентриковые муфты вращается и вся гибкая система рабочих винтов в обоймах. Жидкость через сетчатые фильтры поступает одновременно к рабочим органам снизу и сверху и при выходе из них, соединяясь в камере между винтами, направляется по кольцевому пространству между корпусом и верхней обоймой и далее через предохранительный клапан поступает в напорную линию (НКТ). Осевые усилия от двух винтов растягивают муфту, расположенную между ними, и взаимно компенсируются.[2]

### 5.1.3. Двухвинтовые насосы

Двухвинтовые насосы отличаются универсальностью применения. Конструкция двухвинтового насоса позволяет: при наличии синхронизирующих шестерен и выносных подшипников обеспечить отсутствие силового контакта между винтами, а, следовательно, перекачивать жидкости, не обладающие смазывающей способностью и жидкости с механическими примесями; иметь высокую частоту вращения при хорошей всасывающей и самовсасывающей способности; применять для изготовления рабочих органов и деталей проточной части материалы высокой коррозионной стойкости.[6]

*Параметры двухвинтовых насосов:*

- Подача от 0,07 до 330 л/с (от 0,25 до 1200 м<sup>3</sup> / ч );
- Давление нагнетания до 2,5 Мпа;
- Кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости от 1 до 6·10<sup>4</sup> мм<sup>2</sup> / с;
- Температура жидкости до 400°С .

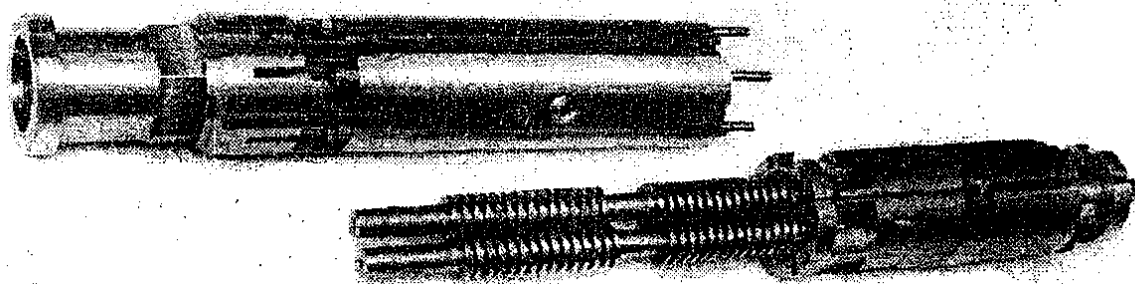


Рис. 17. Погружной двухвинтовой насос

### 5.2. По расположению и типу привода

По сравнению со станками-качалками применение винтовых насосных установок с погружным электроприводом обеспечивает следующие преимущества:

- Широкий диапазон свойств добываемых пластовых жидкостей (высоковязких, с повышенным содержанием газа и механических примесей);
- Возможность использования в наклонных и горизонтальных скважинах;
- Отсутствие проблем, связанных с износом колонн НКТ и штанг;
- Устранение образования эмульсий и газовых пробок;
- Отсутствие сальника на устье скважины;
- Сокращение потребления электроэнергии;
- Возможность промывки НКТ путем реверсирования насоса.

### 5.2.1. Установки с погружным вентильным приводом

Оборудования постоянного тока характеризуются хорошими показателями, например КПД, чем переменного тока. Огромный недостаток - присутствие электромеханического коллектора, который способен снижать надежность, создавать помехи, чрезвычайные ситуации. Двигатель постоянного тока не имеет недостатки такого рода, который называется вентильный двигатель. В этом двигателе присутствует полупроводниковый коммутатор, который был заменен щеточным аппаратом, статор имеет якорь, а качестве ротора выступает постоянный магнит.

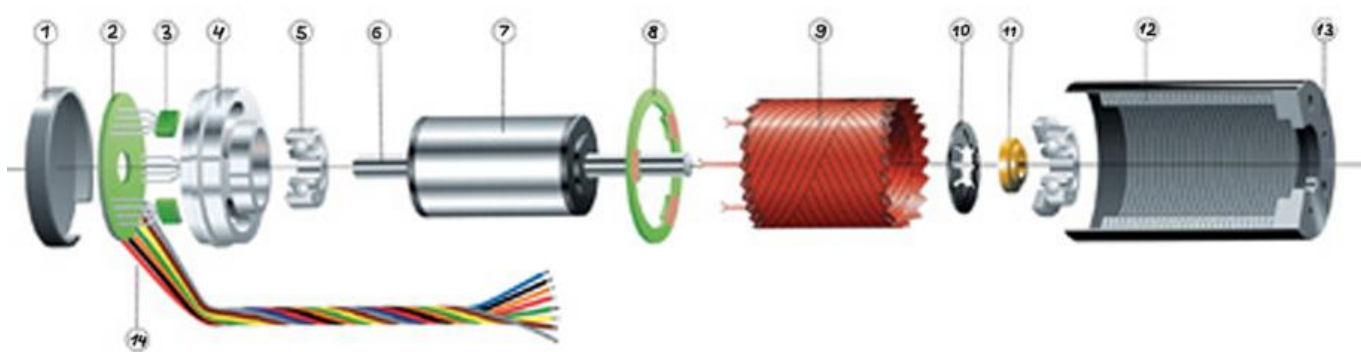


Рис. 18. Структура вентильного двигателя:

1 – задняя крышка, 2 – печатная плата датчиков, 3 – датчики Холла, 4 – втулка подшипника, 5 – подшипник, 6 – вал, 7 – магниты ротора, 8 – изолирующее

кольцо, 9 – обмотка, 10 – тарельчатая пружина, 11 – промежуточная втулка, 12 – изоляция, 13 – корпус, 14 – провода.

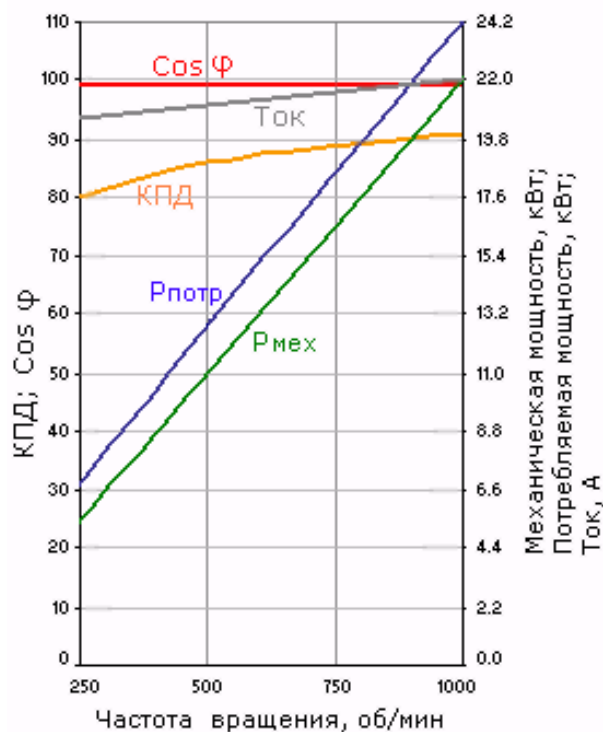


Рис. 19. Рабочая характеристика вентильного двигателя

Применение установки вентильного двигателя может значительно снизить себестоимость добываемой нефти и увеличить добычу на 10—15% за счет:

- экономии электроэнергии на 40—45%, т.к. КПД ВД — 0,95.
- увеличения срока службы погружного оборудования и скважины за счет установки оптимального режима добычи;
- возможности монтажа и спуска оборудования в скважину со сложной геометрией, т.к. данная установка с приводом от вентильного двигателя достигает длины до 10 м.
- работы в скважине с переменным дебитом, «раскачка скважины».

**Основные преимущества использования вентильного двигателя для добычи нефти:**

- тихоходность, возможность применения в безредукторных системах
- Значительная перегрузочная способность и многофункциональность (работа в режиме синхронного, шагового и вентильного двигателей)

- Высокая линейность характеристик и быстродействие
- Улучшенный теплоотвод
- Постоянный вращающийся момент в широком диапазоне скоростей
- Минимальное техобслуживание за счет полностью бесконтактного исполнения всех узлов и высокая надежность
- Большой срок службы, определяемый сроком службы подшипников
- Повышенный удельный момент и мощность
- Высокая степень защиты.

#### ***Недостатки:***

Недостатком прототипа является наличие дополнительных корпусных элементов устройства, расположенных вокруг электродвигателя и образующих кольцевые полости. Указанные элементы неизбежно приводят к увеличению диаметрального габарита устройства, что не позволит использовать его в скважинах с малым диаметром обсадных колонн, в скважинах с отремонтированными колоннами и в боковых стволах.[7]

#### **5.2.2. Скважинные насосы с погружным гидроприводом**

На протяжении многих лет в отечественной и зарубежной практике механизированной добычи нефти использовались поршневые насосы с объемным гидроприводом. Опыт применения этих устройств, получивших название *гидропоршневых насосных агрегатов (ГПНА)*, выявил ряд их существенных преимуществ:

- Отсутствие механической (посредством штанг) или электрической (посредством кабеля) связи источника энергии с погружным насосом;
- Возможность эффективной эксплуатации скважин уменьшенного диаметра, а также наклонно направленных, эксплуатация которых другими механизированными способами затруднительна;
- Возможность регулирования подачи погружного насоса;



- Возможность обеспечения оптимального технологического режима эксплуатации, в частности плавный пуск скважин и поддержание заданной интенсивности отбора жидкости;
- Возможность замены погружного агрегата без проведения трудоемких спускоподъемных операций, что позволяет кардинально упростить подземный ремонт скважин, сократить время простоя и уменьшить износ труб.[6]

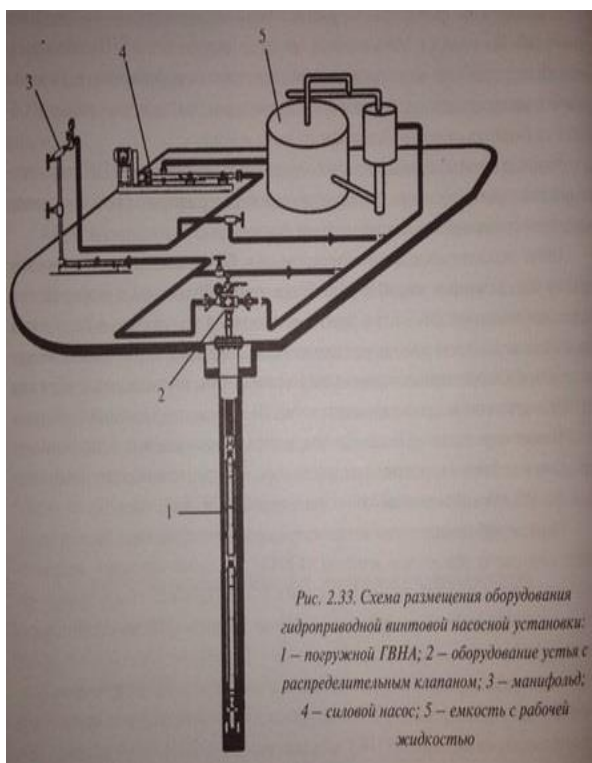


Рис. 20. Схема размещения оборудования гидроприводной винтовой насосной установки:  
1 – погружной ГВНА; 2 – оборудования устья с распределительным клапаном; 3 – манифольд; 4 – силовой насос; 5- емкость с рабочей жидкостью.

### 5.2.3. Установки погружных винтовых насосов с поверхностным приводом

Установки погружных винтовых насосов с поверхностным приводом выполняются в основном по схеме с одной парой многозаходных рабочих органов и передачей вращения к ним через понижающую передачу (зубчатая или клиноременная передача), расположенную на устье и колонну насосных штанг. Установки погружных винтовых сдвоенных электронасосов типа УЭВН5 предназначены для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости из нефтяных скважин, их можно использовать также для добычи нефти обычной вязкости и газосодержания.

Ознакомимся с некоторыми из этих установок подробнее, поскольку они применяются достаточно широко и представляют практический интерес для разработчиков нового оборудования.

Установки погружных винтовых насосов с поверхностным приводом способны откачивать жидкость со следующими параметрами:

- Вязкость – до 10 Па·с;
- Содержание механических примесей – до 2,5 г/л;
- Содержание свободного газа – до 60%;

***Преимущества:***

Система может работать с различными жидкостями, в самых разных условиях:

- непрерывная производительность насоса от 1 до 600 м<sup>3</sup>/сутки;
- эффективная глубина откачки 1800 метров и глубже;
- перекачивает нефть плотностью от 5 до 45°АПИ;
- справляется с высокой обводненностью (до 99%);
- перекачивает песчаные и абразивные жидкости (до 85% песка);
- подходит для обезвоживания газовых скважин.

Установки погружных винтовых насосов с поверхностным приводом обладают достаточно высокими значениями подач и напоров. Поскольку привод находится на поверхности, все операции, связанные с обслуживанием и регулированием привода, выполняются значительно проще. Способность УВНП перекачивать жидкости с высоким содержанием песка, воды и газа позволяет использовать их в самых различных условиях эксплуатации нефтяных скважин.

***Недостатки:***

Так же, как и другие виды объёмных насосов, винтовые нельзя пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости, так как в этом случае повышается коэффициент трения деталей насоса, и ухудшаются условия охлаждения; в результате насос может перегреться и выйти из строя.[8]

## 6. Расчетно-конструкторская часть

### Подбор скважинного винтового насоса

*Исходные данные:*

$$\rho_n = 850 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$\rho_g = 1 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$L_{\text{скв}} = 1100 \text{ м};$$

$$b = 0,82;$$

$$\Gamma = 50 \text{ м}^3 / \text{м}^3;$$

$$P_{\text{пл}} = 9 \text{ МПа};$$

$$Q = 16 \text{ м}^3 / \text{сут.};$$

$$P_n = 5,7 \text{ МПа};$$

$$K_{\text{прод}} = 4 \text{ м}^3 / \text{МПа};$$

$$B = 1,15;$$

$$d_{\text{ок}} = 103 \text{ мм};$$

$$P_{\text{бyf}} = 1,3 \text{ МПа}.$$

Плотность смеси:

$$\begin{aligned} \rho_{\text{см}} &= (\rho_g \cdot b + \rho_n \cdot (1-b)) \cdot (1-\Gamma) + \rho_g \cdot \Gamma = 1000 \cdot 0,82 + 850 \cdot (1-0,82) \cdot (1-0,5) + 1 \cdot 0,5 \\ &= 897,5 \text{ кг} / \text{м}^3 \end{aligned}$$

где  $\rho_n$  – плотность сепарированной нефти,  $\text{кг} / \text{м}^3$ ,

$\rho_g$  – плотность воды,

$\rho_g$  – плотность газа;

$\Gamma$  – текущее объемное газосодержание;

$b$  – обводненность пластовой жидкости.

Забойное давление:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - Q / K_{\text{прод}} = 9 - \frac{16}{4} = 5 \text{ МПа} ;$$

где  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление;

$Q$  – планируемый дебит;

$K_{\text{прод}}$  – коэффициент продуктивности скважины.

Динамический уровень:

$$H_{\text{дин}} = L_{\text{скв}} - P_{\text{заб}} / \rho_{\text{см}} \cdot g = 1100 - \frac{5 \cdot 10^6}{897,5 \cdot 9,81} = 532,11 \text{ м};$$

Давление на приеме насоса:

$$P_{\text{пр}} = (1 - \Gamma) \cdot P_{\text{нас}} = (1 - 0,5) \cdot 5,7 = 2,85 \text{ МПа};$$

где  $P_{\text{нас}}$  - давление насыщения.

Глубина подвески насоса:

$$L = H_{\text{дин}} + P_{\text{пр}} / \rho_{\text{см}} \cdot g = 532,11 + \frac{2,85 \cdot 10^6}{897,5 \cdot 9,81} = 855,81 \text{ м};$$

Объемный коэффициент жидкости:

$$B^* = b + (1 - b) \cdot \left[ 1 + (B - 1) \cdot \sqrt{P_{\text{пр}} / P_{\text{нас}}} \right] = 0,82 + (1 - 0,82) \cdot \left[ 1 + (1,15 - 1) \cdot \sqrt{\frac{1}{2}} \right] = 0,96,$$

где:  $B$  – объемный коэффициент нефти;

Дебит жидкости при входе в насос:

$$Q_{\text{пр}} = Q \cdot B^* = 16 \cdot 0,96 = 15,36 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

Объемное количество свободного газа на входе в насос:

$$G_{\text{пр}} = G \cdot [1 - (P_{\text{пр}} / P_{\text{нас}})] = 50 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{2,85}{5,7} \right) \right] = 25 \text{ м}^3 / \text{м}^3,$$

где  $G$  – газовый фактор.

Газосодержание при входе в насос:

$$\beta_{\text{ex}} = \frac{1}{(1 + P_{np}) \frac{B^*}{G_{np}} + 1} = \frac{1}{(1 + 2,85) \frac{0,96}{25} + 1} = 0,87.$$

Расход газа:

$$Q_{\text{г.нр.с}} = \frac{Q_{np} \cdot \beta_{\text{ex}}}{1 - \beta_{\text{ex}}} = \frac{15,36 \cdot 0,87}{1 - 0,87} = 13,36 \text{ м}^3 / \text{сут.} = 0,00015 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Приведенная скорость газа:

$$C = \frac{Q_{\text{г.нр.с}}}{f_{\text{скв}}} = \frac{13,36}{0,008} = 1670 \text{ м} / \text{сут.} = 0,019 \text{ м} / \text{с}.$$

где  $f_{\text{скв}} = \frac{3,14 \cdot 0,103^2}{4} = 0,008 \text{ м}^2$  – площадь сечения скважины.

Истинное газосодержание:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{ex}}}{1 + \left( \frac{C_n}{C} \right) \cdot \beta_{\text{ex}}} = \frac{0,87}{1 + \left( \frac{0,0016}{0,019} \right) \cdot 0,87} = 0,81,$$

где  $C_n$  – скорость всплытия газовых пузырьков, зависящая от обводненности продукции скважины ( $C_n = 0,02 \text{ см} / \text{с}$ , при  $b < 0,5$  или  $C_n = 0,16 \text{ см} / \text{с}$ , при  $b > 0,5$ ).

Работа газа на участке "забой-прием насоса":

$$P_{\text{г1}} = P_{\text{зab}} \cdot \left( \frac{1}{1 - 0,4 \cdot \varphi} - 1 \right) = 5 \cdot \left( \frac{1}{1 - 0,4 \cdot 0,81} - 1 \right) = 0,4 \text{ МПа}$$

Работа газа на участке "нагнетание насоса - устьесскважины":

$$P_{\text{г2}} = P_{\text{нас}} \cdot \left( \frac{1}{1 - 0,4 \cdot \varphi_{\text{гyf}}} - 1 \right) = 5,7 \cdot \left( \frac{1}{1 - 0,4 \cdot 0,82} - 1 \right) = 0,8 \text{ МПа},$$

$$\text{где } \varphi_{\text{гyf}} = \frac{\beta_{\text{гyf}}}{1 + \left( \frac{C_n}{C} \right) \cdot \beta_{\text{гyf}}} = \frac{0,94}{1 + \left( \frac{0,0016}{0,019} \right) \cdot 0,94} = 0,82,$$

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{(1 + P_{\text{буф}}) \frac{B^*_{\text{буф}}}{G_{\text{буф}}} + 1} = \frac{1}{(1 + 1,3) \cdot \frac{1,02}{38,5} + 1} = 0,94,$$

$$B^*_{\text{буф}} = b + (1 - b) \cdot \left[ 1 + (B - 1) \cdot \sqrt{P_{\text{буф}} / P_{\text{нас}}} \right] = 0,82 + (1 - 0,82) \cdot \left[ 1 + (1,15 - 1) \cdot \sqrt{1,3 / 5,7} \right] = 1,02;$$

$$G_{\text{буф}} = G \cdot [1 - (P_{\text{буф}} / P_{\text{нас}})] = 50 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{1,3}{5,7} \right) \right] = 38,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Величины с индексом “буф” относятся к сечению устья скважины и являются “буферными” давлением, газосодержанием и т.д.

Потребное давление:

$$P = \rho \cdot g \cdot L_{\text{дин}} + P_{\text{буф}} - P_{\text{с1}} - P_{\text{с2}} = 532,11 \cdot 9,81 \cdot 353,7 + 1,3 \cdot 10^6 - 0,4 \cdot 10^6 - 0,8 \cdot 10^6 \\ = 3671196,3 \text{ Па} = 3,67 \text{ МПа}$$

где  $L_{\text{дин}}$  – глубина расположения динамического уровня;

$P_{\text{буф}}$  – буферное давление;

$P_{\text{с1}}$  – давление работы газа на участке "забой-прием насоса";

$P_{\text{с2}}$  – давление работы газа на участке "нагнетание насоса-устье скважины".

$$L_{\text{дин}} = L - H_{\text{дин}} = 885,81 - 532,11 = 353,7 \text{ м}.$$

Напор насоса на воде при оптимальном режиме:

$$H_{\text{нас}} = \frac{P}{\rho \cdot g} = \frac{3,67 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81} = 374,11 \text{ м}.$$

Для скважины №7038 в ОАО «Лукойл - Коми» целесообразно использовать скважинный винтовой насос типа ЭВН5-16-1200, исходя из следующих выводов:

- 5 – исполнение насоса, так как диаметр обсадной колонны равен 103 мм;

- планируемый дебит колеблется от 10 до 16 м<sup>3</sup> / сут.;
- глубина залегания равна 1100 м и  $H_{нас} = 374,11 м$ .

### Расчет скважинного винтового насоса

*Исходные данные:*

$$Q = 16 м^3 / сут;$$

$$n = 1380 об./ мин;$$

$$\eta_0 = 60\%.$$

Для начала рассчитаем рабочий объем насоса, он находится по формуле:

$$V = \frac{Q}{a n_{ном} \eta_0} = \frac{16 \cdot 10^3}{2 \cdot 1380 \cdot 0,6 \cdot 24 \cdot 3600} = 0,014 л.$$

где а – коэффициент компоновочной схемы: для элементарной схемы а=1; для схемы сдвоенного насоса а=2.

Расчет геометрических параметров:

$c_e = 5, c_T = 1$  – коэффициенты формы винтовой поверхностей для кинематического отношения 1:2.[5]

Эксцентриситет зацепления рассчитывается по формуле:

$$e = \frac{V}{8td} = \sqrt[3]{\frac{V}{32c_T c_e^2}} = \sqrt[3]{\frac{0,014}{32 \cdot 1 \cdot 25}} = 0,026 дм.$$

Диаметр винта:  $d = 2ec_e = 2 \cdot 2,6 \cdot 5 = 26 мм$

Контурный диаметр:  $D_k = d + 4e = 26 + 4 \cdot 2,6 = 36,4 мм$

Шаг винтовой поверхности внутреннего элемента:  $t = c_T d = 1 \cdot 26 = 26 мм$

Шаг винтовой поверхности наружного элемента:  $T = 2t = 2 \cdot 26 = 52 мм$

Дальнейший расчет проведем в табличной форме (табл. 1).

Таблица №1. Геометрические параметры рабочих органов насоса

Параметр	Значение
Эксцентриситет $e$ , мм	2,6
Контурный диаметр $D_k$ , мм	36,4
Толщина обкладки статор $\varepsilon_p$ , мм	
Толщина стенки корпуса статора $\varepsilon_m$ , мм	
Диаметр корпуса насоса $D = D_k + 2(\varepsilon_m + \varepsilon_p)$ , мм	54,4
Средний диаметр ротора $d_{cp} = D_k - 4e$ , мм	26
Средний диаметр рабочих органов $D_{PO} = D_k - 3e$ , мм	28,6
Площадь проекции контактных линий, $см^2$ $S_k = \pi(0,25d^2 + 2e^2)$ $S_k = 0,25\pi D_{PO}$	5,7
Площадь живого сечения, $см^2$ $S = 4ed$ $S = \pi e(D_k - 3e)$	2,7
Осевой ход зубьев $t_0 = \frac{V}{z_1 z_2 S}$ , мм	26
Шаг ротора $t = z_2 t_0$ , мм	26
Шаг статора $T = z_1 t_0$ , мм	52
Коэффициент формы поверхности $c_T = t / d_{cp}$	1
Межвитковый перепад давления $P_k$ , МПа	0,25
Число шагов рабочих органов $k = \frac{1}{z_1} \left[ \frac{P}{[P_k]} + z_2 \right]$	25,1
Длина рабочих органов $L = kT$ , мм	1305,2



## Расчет на статическую прочность

Исходные данные:

$$i = 1:2;$$

$$e = 2,6 \text{ мм};$$

$$d = 26 \text{ мм};$$

$$t = 26 \text{ мм};$$

$$V = 0,014 \text{ л};$$

$$S = 2,7 \text{ см}^2;$$

$$S_k = 5,7 \text{ см}^2;$$

$$n = 1380 \text{ об./мин};$$

$$P = 12 \text{ МПа};$$

$$a_w = 2e = 5,2 \text{ мм}.$$

Наработка на отказ 360 суток.

Этот расчет выполняется с целью определения минимально необходимого диаметра гибкого вала  $d_{\text{гб}}$  будем упрощенно вести только по напряжениям кручения  $\tau$  без учета изгибающих и продольных сил, задавшись при этом (принимая также во внимание высокий уровень пусковых моментов) повышенным коэффициентом запаса статической прочности ( $K_{\text{ст}} = 2,5$ ). В этом случае условие статической прочности вала имеет вид:

$$\tau = \frac{M_1}{W_p} = \frac{16M_1}{\pi d_{\text{гб}}^3} \leq \frac{\tau_T}{K_{\text{ст}}};$$

где  $M_1$  - крутящий момент одной секции насоса

$$M_1 = \frac{PV}{2\pi\eta_{\text{зм}}} = \frac{12 \cdot 0,014 \cdot 10^3}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,6} \approx 45 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$W_p$  - момент сопротивления кручению,  $W_p = \pi d_{\text{гб}}^3 / 16$ ;

$\tau_T = 0,58\sigma_T$  ( $\sigma_T$  - предел текучести материала гибкого вала).

В качестве материала гибких валов одновинтовых насосов используются высококачественные стали с пределом текучести не ниже 800 МПа, поэтому при расчетах ориентировочно можно принять  $\tau_T \approx 500 \text{ МПа}$ .

Минимально необходимый диаметр гибкого вала

$$d_{\text{зв}} = \sqrt[3]{\frac{16M_1 K_{\text{см}}}{\pi \tau_T}} = \sqrt[3]{\frac{16 \cdot 45 \cdot 2,5}{3,14 \cdot 500}} \approx 1,15 \text{ см}$$

Из конструктивных соображений (рационального отношения диаметров гибкого вала и винта  $d_{\text{зв}} / d \leq 0,8$ ) окончательно принимаем  $d_{\text{зв}} = 16 \text{ мм}$ .

### Расчет на циклическую прочность

Данный расчет ведется с целью определения рациональной длины  $l_{\text{зв}}$  гибкого вала, обеспечивающей заданную долговечность при минимальных осевых габаритах насоса.

При расчете на выносливость требуется рассчитать средние и амплитудные значения действующих напряжений.

Средние напряжения обусловлены единичным моментом  $M_1$  (кручение) и суммарной осевой силой  $F_{\text{ос}}$  (растяжение) от двух секций рабочих органов:

$$F_{\text{ос}} = 2F_{\text{ос1}} = 2(F_p + F_z),$$

где  $F_{\text{ос1}}$  - осевая сила в одной секции рабочих органов;  $F_p$  - осевая гидравлическая сила от перепада давления;  $F_z$  - осевая сила в зацеплении косозубой винтовой пары:

$$F_{\text{ос1}} = F_p + F_z; F_p = PS_{\kappa} - p_{\text{вых}} S_{\text{зв}}; F_z \approx z_2 PS.$$

Если принять, что давление нагнетания ( $p_{\text{вых}}$ ) равно давлению насоса,

$$F_p = P(S_{\kappa} - S_{\text{зв}}) = 12 \cdot 10^6 (0,00057 - 0,0002) = 4440 \text{ Н}, F_z \approx z_2 PS \approx 1 \cdot 12 \cdot 10^6 \cdot 0,0002 = 2400 \text{ Н}$$

где  $S_{zg}$  - площадь сечения гибкого вала,  $S_{zg} = \pi d_{zg}^2 / 4 = 0,02$ .

$$F_{oc} = 2F_{oc1} = 2(F_p + F_z) = 13680H = 13,68кН$$

При расчете амплитудных напряжений следует учесть, что за один оборот приводного вала каждое сечение гибкого вала совершает  $z_1$  циклов переменных напряжений изгиба (в связи с непрерывным переходом при вращении торсиона его волокон из сжатого в растянутое состояние) и растяжения (из-за внецентробежного приложения осевых нагрузок).

Если приближенно принять, что форма упругой оси гибкого вала описывается гармоническим уравнением (что соответствует идеальному случаю насоса с параллельными осями винтов при отсутствии перерезывающих сил на концах торсиона), то амплитуда изгибающих напряжений в опасном сечении на концах вала определяется как:

$$\sigma_u = \frac{\pi^2 a_w d_{zg}}{4l_{zg}^2} E.$$

Амплитуда цикла растяжения

$$\sigma_{ap} = \frac{F_{oc1} a_w}{W_u} = \frac{13680 \cdot 0,0052}{0,0004} = 0,18 МПа,$$

где  $W_u$  - момент сопротивления изгибу сечения вала,  $W_u = \pi d_{zg}^3 / 32 = 0,0004$ .

Отметим различие циклов: цикл изгиба – симметричный; цикл растяжения – асимметричный.

Среднее напряжение цикла растяжения

$$\sigma_{mp} = \frac{F_{oc}}{S_{zg}} = \frac{13860}{0,02} = 69,3кПа$$

Расчет на выносливость, как правило, сводится к определению коэффициента запаса усталостной прочности  $K_y$  детали, находящейся под

действием переменных и постоянных напряжений с учетом возможного коррозионного воздействия среды. Для условий нагружения гибкого вала одновинтового насоса можно использовать выражение

$$K_y = \frac{\sigma_{-1\partial} - \frac{\sigma_{-1\partial}}{\sigma_6} \sigma_m}{\sigma_a}.$$

где  $\sigma_{-1\partial}$  - предел выносливости детали с учетом коррозии;  $\sigma_6$  - предел прочности материала детали;  $\sigma_a$ ,  $\sigma_m$  - амплитуда и среднее напряжение цикла.

Для гибкого вала одновинтового насоса

$$\sigma_a = \sigma_u + \sigma_{a\rho}.$$

Под средним напряжением цикла понимают среднее эквивалентное напряжение, включающее касательное напряжение кручения  $\tau = M_1 / W_p$

$$\sigma_m = \sqrt{\sigma_{m\rho}^2 + 4\tau^2} = \sqrt{(69,3 \cdot 10^3)^2 + (59,3 \cdot 10^3)^2} = 91,2 \text{ МПа}.$$

Для практических расчетов можно использовать упрощенную методику, основанную на теории циклической прочности и усталостных исследованиях образцов насосных штанг:

$$\sigma_{-1\partial} = \frac{\sigma_{-1}}{K} = \frac{\sigma_{-1K}}{K^*} = \frac{\sigma_6 c_\sigma}{K^*},$$

где  $\sigma_{-1}$ ,  $\sigma_{-1K}$  - предел выносливости гладкого образца при симметричном цикле изгиба соответственно на воздухе и в коррозионной среде;  $K$  – коэффициент снижения предела выносливости, учитывающий влияние масштабного фактора, концентрации напряжений, качества обработки поверхности, поверхностного упрочнения и коррозии;  $K^* = \sigma_{-1K} / \sigma_{-1\partial}$ ;  $c_\sigma = \sigma_{-1K} / \sigma_6$  - коэффициент, зависящий от числа циклов нагружения  $N$ .

На основании экспериментальных данных зависимость  $c_\sigma$  от  $N$  для коррозионных сред типа воды и нефти может быть описана выражением  $c_\sigma \approx 0,26 - 0,03(\lg N - 6)$ , которое означает, что при  $N = 10^6$

$$\sigma_{-1K} = 0,23\sigma_\sigma$$

Для гибких валов одновинтовых насосов, кратность циклов переменных напряжений которых равна  $z_1$ , число циклов нагружения при частоте вращения ротора  $n$  за время эксплуатации  $h$  составляет

$$N = z_1 n h.$$

Если  $n$  измеряется в об./мин, а  $h$  – в сут, то

$$N = 1440 z_1 n h.$$

Коэффициент  $K^*$  в первом приближении можно принять постоянной величиной, не зависящей от  $N$  равной 1 (снижение предела выносливости вследствие масштабного фактора и концентрации напряжений компенсируется упрочнением материала вала).

Допускаемое значение коэффициента запаса усталостной прочности с учетом расчетных упрощений и неучтенных факторов принимается не ниже 1,5.

Используя представленную методику, рассчитаем коэффициенты запаса прочности для выбранного диаметра гибкого вала ( $d_{\text{гг}} = 16 \text{ мм}$ ) при его различной длине ( $l_{\text{гг}} = 500; 750$  и  $1000$  мм). В качестве материала вала назначается широко используемая на практике термобработанная сталь 40ХН2МА ( $\sigma_\sigma = 1100 \text{ МПа}$ ). Результаты расчета сведены в табл. 2.

Таблица 2. Расчет выносливости гибкого вала одновинтового насоса.

Параметр	Длина гибкого вала, мм		
	500	750	1000
$\sigma_u$ , МПа	84,1	36,2	20,5
$F_{oc}$ , кН	10,3		
$\sigma_{ap}$ , МПа	0,18		
$\sigma_a$ , МПа	119,6	71,7	55
$\sigma_{mp}$ , кПа	69,3		
$\tau$ , кПа	56,3		
$\sigma_m$ , кПа	91,2		
$r = \sigma_{\min} / \sigma_{\max}$	-0,253	-0,003	0,129
$K_y$	1,4	2,4	3,1

Расчеты показывают, что длина гибкого вала влияет только на изгибающие напряжения и, как следствие, на амплитуду переменных напряжений цикла  $\sigma_a$  и на коэффициент запаса усталостной прочности. В данном случае рациональным является использование вала длиной 750 мм.

### Расчет на устойчивость

Устойчивость вращающегося гибкого вала одновинтового насоса зависит от ряда одновременно устойчивых факторов. При этом в отличие от статической и циклической прочности устойчивость зависит не только от схемы действия сил, изгибающих и крутящих моментов, но так же от массы (плотности материала) гибкого вала, угла наклона корпуса насоса, центробежных (инерционных) сил и условий заделки концов. В связи с этим в общем случае гибкого вала может потерять устойчивость, как при сжатом, так и при растянутом состоянии.

Особенностью расчета является несоосность концов вала и нестандартность граничных условий, а именно: распределенность опорной реакции одного из концов вала, соединенного с ротором.

Концы гибкого вала – опертые (заделанные), причем один из них, связанный с приводным валом, закреплен в подшипнике, а другой – совершает планетарное движение по орбите радиуса  $e$ , нарушаемое к тому же непостоянством ориентации ротора из-за его перекоса в эластичной обойме статора, являющейся второй опорой гибкого вала.

Устойчивость равновесия гибкого вала, при котором сохраняется форма его упругой оси, зависит от сочетания следующих основных параметров:

- Геометрических (кинематического отношения  $i$ , контурного диаметра  $D_k$  и эксцентриситета  $e$  рабочих органов; длины  $l$  и диаметра  $d$  торсиона);
- Эксплуатационных (угловой скорости  $\omega$  и осевой силы  $F_{oc}$ );
- Конструкционных (плотности  $\rho_m$  и модуля упругости  $E$  материала вала).

При этом согласно теории размерности устойчивость гибкого вала определяется сочетанием шести безразмерных параметров:

$$i; \frac{l}{d}; \frac{d}{e}; \frac{D_k}{e}; \frac{\rho_m \omega l^4}{F_{oc}}; \frac{Ed^2}{F_{oc}}.$$

Основными критериями устойчивости являются безразмерный комплекс  $\Pi_{zg} = \rho_m \omega l^4 / F_{oc}$  и коэффициент  $l/d$ . Критериальная зависимость  $\Pi_{zg} = f(l/d)$ , построена теоретически или опытным путем, определяет зону устойчивости гибкого вала.

При ориентировочных расчетах для оценки продольной устойчивости сжатого гибкого вала можно воспользоваться формулой Эйлера и определить критическую осевую силу

$$F_{kp} = \frac{\pi^2 EI}{(\mu l)^2},$$

где  $I$  – осевой момент сечения,  $I = \pi d^4 / 64$ ;  $n$  – число полуволен синусоиды изгиба;  $\mu$  – коэффициент приведения длины, зависящий от условий закрепления концов стержня ( $\mu = 1$  – для стержня с шарнирными концами).

Гибкий вал одновинтового насоса с эксцентрично расположенными заделанными концами изначально находится в изогнутом состоянии (длиной в полуволны синусоиды). Поэтому потеря устойчивости гибкого вала с появлением трех полуволен изгиба (переход от  $n=1$  к форме  $n=3$ ) может рассматриваться как результат действия первой ( $n=1$ ) критической силы Эйлера для стержня длиной  $l/3$  с шарнирными концами:

$$F_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{(l/3)^2}.$$

Следовательно, коэффициент приведения длины  $\mu = 1/3$ , а предельная сжимающая нагрузка гибкого вала в заданных условиях закрепления его концов в 9 раз превышает критическую силу Эйлера для шарнирно закрепленного цилиндрического стержня такой же длины.

В рассматриваемом примере гибкого вала находится в растянутом состоянии, поэтому его проверка на критическую осевую силу не обязательна.

Для аналогичного вала длиной 750 мм и диаметром 16 мм, работающего на сжатие, критическая осевая сила, составляет 107,1 кН.

Действующее осевое усилие гибкого вала в элементарной схеме насоса

$$F_{ос} = P(S_{\kappa} + z_2 S) - p_{\text{вх}} S_{\text{зв}}.$$

Если пренебречь давлением на приеме насоса, то для рассматриваемых условий

$$F_{ос} = P(S_{\kappa} + z_2 S) - p_{\text{вх}} S_{\text{зв}} = 12 \cdot (5,7 - 1 \cdot 2,7) = 360 \text{ кЗс} = 3,6 \text{ кН}.$$



То есть коэффициент запаса устойчивости гибкого вала

$$\frac{F_{кр}}{F_{ос}} \approx 29,75.$$

**Влияние зазора и натяга в рабочих органах винтового насоса на его характеристики.**

*Исходные данные:*

$$r = 13 \text{ мм};$$

$$t = 26 \text{ мм};$$

$$e = 2,6 \text{ мм};$$

$$\gamma = 3,9 \text{ Н / м}^3;$$

$$\omega_0 = 157 \text{ об./с};$$

$$P_n = 2 \text{ МПа};$$

$$P_{ос} = 0,6 \text{ МПа}.$$

Силы, которые вызывают трение, ротора регламентирующие положение ротора в статоре. Их всего две.

- 1) Сила инерции, существование которой обусловлено кинематикой движения ротора

$$P_j = \frac{\pi r^2 \gamma t e \omega_0^2 a}{g} = \frac{3,14 \cdot 0,013^2 \cdot 3,9 \cdot 0,026 \cdot 0,0026 \cdot 157^2 \cdot 0,7}{9,81} = 0,0024 \text{ Н},$$

где  $r$  - радиус поперечного сечения ротора;

$t$  - шаг ротора;

$e$  - эксцентриситет ротора;

$\gamma$  - удельный вес материала ротора;

$\omega_0$  - угловая скорость перемещения оси ротора относительно оси статора;

$g$  - ускорение свободного падения;

$a$  - коэффициент, учитывающий силу инерции от вращения эксцентриковой муфты и той части тела ротора, которая выступает из статора.

2) Сила, определенная Д.Д. Саввиным:

$$P_p = \frac{4rt}{\pi} P_k.$$

Где  $P_k$  - межвитковый перепад давления.

$$P_k = \frac{P_n - P_{ec}}{2z - 1} = \frac{2 - 0,6}{2 \cdot 1 - 1} = 1,4 \text{ МПа},$$

Где  $P_n$  - давление нагнетания;  $P_{ec}$  - давление всасывания;  $z=1$  – количество шлюзов в каждой нарезке обоймы.

$$\text{Отсюда находим } P_p = \frac{4 \cdot 0,013 \cdot 0,026}{3,14} 1,4 \cdot 10^6 = 602,8 \text{ Н}.$$

Равнодействующая сил равна:

$$P_{jp} = \sqrt{P_j^2 + P_p^2} = \sqrt{0,00000576 + 363367,84} = 602,8 \text{ Н}.$$

Суммарная нормальная сила на контактной линии на длине шага ротора:

$$P_{n1} = \int_0^\pi P_{jp} \sin(\varphi - \gamma) d\varphi = \frac{2P_{jp} \cos \varphi}{\pi} = \frac{2 \cdot 602,8 \cdot \cos 50^\circ}{3,14} = 246,8 \text{ Н}.$$

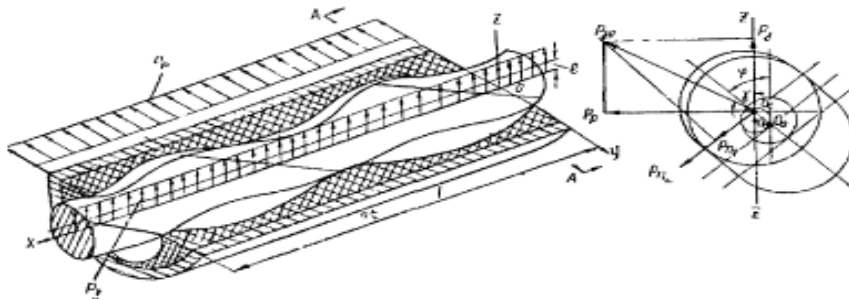


Рис. 22. Схема действий сил в насосе.

Из этого рисунка видно, что  $\varphi$  является углом поворота оси сечения статора относительно оси  $z$ , а  $\gamma = \arctg(P_p / P_j) = 50^\circ$ .

Приведенная нормальная сила

$$P_{n2} = P_{n2} + P_{\delta},$$

Где сила  $P_{\delta}$  является функцией первоначального натяга, толщины и механических свойств эластомера рабочей поверхности статора.

Деформация внутренней поверхности обоймы происходит в направлении равнодействующей силы  $P_{jp}$ , под действием которой ротор смещается в статоре. Предположим, что смещение это  $(OO_1)$  будет равно  $m$  на контактной поверхности рабочих органов.

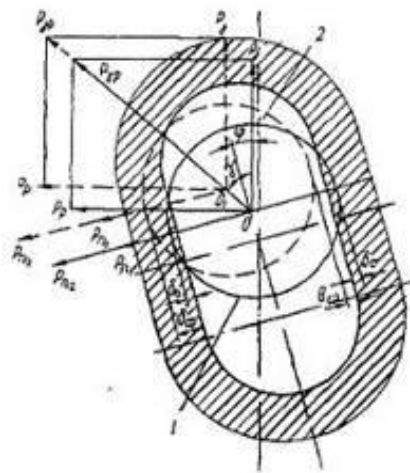


Рис. 23. Деформация обоймы

Натяг:

$$\delta = m \sin(\varphi - \gamma) + \delta_0 = 0,0015 \cdot \sin 15^\circ + 0,0001 = 0,0005 \text{ м.}$$

Зазор:

$$\theta = m \sin(\varphi - \gamma) - \delta_0 = 0,0015 \cdot \sin 15^\circ - 0,0001 = 0,0003 \text{ м.}$$

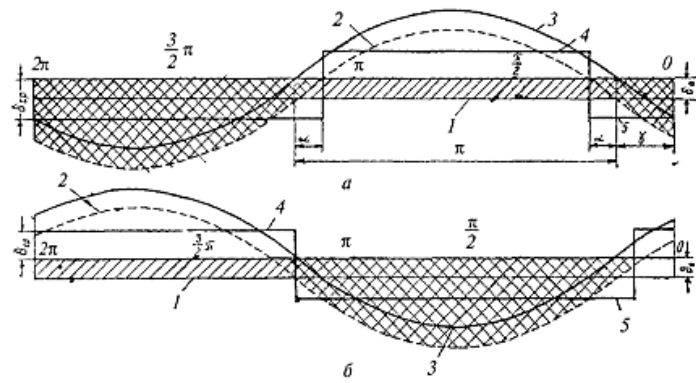


Рис. 24 Схема развертки контактных линий рабочих органов

Рис. 24а – нарезка I; Рис. 24б – нарезка II.

1 – первоначальный натяг; 2 – радиальная деформация резины в направлении равнодействующей  $P_{jp}$ ; 3 – действительное значение зазора с натяга; 4 – усредненные значения зазора; 5 – усредненные значения натяга.

Произведем замену действительных значений зазора и натяга средними:

$$\delta_{cp} = \left( \frac{2m}{\pi} + \delta_0 \right) \chi = \left( \frac{2 \cdot 0,0015}{3,14} + 0,0001 \right) \cdot 1,0022 = 0,0011 м ,$$

$$\text{где } \chi - \text{коэффициент, } \chi = 1 + \frac{1 - \cos \alpha}{1 + \frac{\pi + \delta_0}{2m}} = 1 + \frac{1 - \cos 4^\circ}{1 + \frac{3,14 \cdot 0,0001}{2 \cdot 0,0015}} = 1,0022 ,$$

$$\text{Здесь } \alpha = \arcsin \frac{\delta_0}{m} = \arcsin \frac{0,0001}{0,0015} = 4^\circ ,$$

$$\theta_{cp} = \frac{2m \cdot \cos \alpha}{\pi - 2\alpha} - \delta_0 = \frac{2 \cdot 0,0015 \cdot \cos 4^\circ}{2 \cdot 3,14 \cdot 4} - 0,0001 = 0,00002 м .$$

Длина проекции проточной части контактной линии на ось статора на длине шага ротора

$$L_0 = \frac{t(\pi - 2\alpha)}{\pi} = \frac{26 \cdot (3,14 - 2 \cdot 4)}{3,14} = 40,24 мм$$

Длина проекции поверхности трения ротора в статоре по длине шага ротора

$$L_{\delta} = \frac{t}{n}(\pi + 2\alpha) = \frac{26}{3,14}(3,14 + 2 \cdot 4) = 92,24 \text{ мм}.$$

На основании проведенных исследований были сделаны следующие выводы:

1. ОВН характеризуется непостоянной ориентацией рабочего ротора. Радиальная деформация статора получается вследствие действия инерционных и гидравлических сил. Так же при действии этих сил происходит смещение ротора
2. Из-за деформации ротора возникает зазор с одной стороны, диаметального сечения ротора и натяга между ротором и статором с другой, величина и протяженность которых непостоянны[6].

### **Гидравлический расчет винтового насоса**

Теоретическая подача жидкости за один оборот ротора

$$Q'_T = 4ed_B T = 4 \cdot 0,026 \cdot 0,26 \cdot 0,52 = 0,014 \text{ м}^3 / \text{с}$$

где  $e$  - эксцентриситет ротора, м;

$d_B$  - диаметр поперечного сечения ротора, м;

$T$  - шаг винтовой поверхности статора, м;

$$T = 2t = 2 \cdot 0,26 = 0,52 \text{ м}$$

где  $t$  - шаг ротора, м.

Наружный диаметр ротора

$$D_B = d_B + 2e = 0,26 + 2 \cdot 0,026 = 0,312 \text{ м}.$$

Суточная теоретическая подача насоса (одной пары рабочих органов)

$$Q''_T = 5760 \cdot e \cdot d_B \cdot T \cdot n = 5760 \cdot 0,026 \cdot 0,26 \cdot 0,52 \cdot 23 = 465,69 \text{ м}^3 / \text{с},$$

где  $n$  - частота вращения вала электродвигателя, об/с.

Теоретическая подача насоса

$$Q_T = Q_T'' \cdot i = 465,69 \cdot 1 = 465,69 \text{ м}^3 / \text{с}$$

где  $i$  - число винтовых пар.

Фактическая подача насоса,  $\text{м}^3/\text{с}$

$$Q_\phi = Q_T \cdot \eta_0 = 465,69 \cdot 0,6 = 279,41 \text{ м}^3 / \text{с}$$

где  $\eta_0$  - объемный КПД винтового насоса.

Задаваясь перепадом давления на один шаг обоймы  $\Delta p$ , определим необходимое число шагов

$$Z = \frac{H}{\Delta p} + 2 = \frac{1200}{1,4 \cdot 10^6} + 2 = 2,00086$$

где  $H$  - напор, развиваемый насосом, м

Общая длина обоймы

$$L_{\text{общ}} = T \cdot z = 0,52 \cdot 2,00086 = 1,04 \text{ м}$$

### Расчет пускового момента

Для облегчения запуска в конструкции насоса предусмотрена пусковая муфта, которая включается при раскручивании ротора электродвигателя до  $n = 1500$  об./мин; что соответствует пусковому моменту

$$M_{\text{пуск}} = 198H \cdot \text{м}.$$

Суммарный момент, передаваемый пусковой муфтой, рассчитывается как сумма моментов

$$M_\Sigma = M_{\text{дин}} + M_{\text{пуск}},$$

где  $M_{\text{дин}}$  - динамический крутящий момент от вращающихся масс ротора и вала электродвигателя,  $\text{Н} \cdot \text{м}$

$$M_{\text{кдин}} = \sqrt{\frac{JGJ_p\omega^2}{l}}$$

где  $G$  - модуль сдвига материала вала,  $G = 8 \cdot 10^{10} \text{ Па}$  ;

$l$  - расстояние от центра тяжести вращающейся массы до заторможенного сечения, м;

$J_p$  — полярный момент инерции вала,  $J_p = 0,1 \cdot d_B^4 = 0,026 \text{ м}^4$  ;

$\omega_0$  - угловая скорость ротора,  $\text{с}^{-1}$  ;

$J$  - полярный момент инерции вращающейся массы ротора двигателя

$$J = \frac{\pi d^4}{32} \cdot l_{\text{рот}} \cdot \frac{\rho}{g} = \frac{3,14 \cdot 0,26^4}{32} \cdot 1,04 \cdot \frac{900}{9,81} = 2,4 \text{ м}^4 ;$$

где  $d$  - диаметр ротора, м;  $l_{\text{рот}}$  - длина ротора, м;  $\rho$  - плотность материала вала,  $\text{кг/м}^3$ .

$$M_{\text{кдин}} = \sqrt{\frac{JGJ_p\omega^2}{l}} = \sqrt{\frac{8 \cdot 10^{10} \cdot 2,4 \cdot 0,026 \cdot 157^2}{4,10}} = 430000 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_{\Sigma} = M_{\text{кдин}} + M_{\text{пуск}} = 198 + 430000 = 430198 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

## 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### SWOT-Анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта

SWOT-анализ применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться. Эти дополнительные сведения затем используются для того, чтобы сделать осознанный выбор относительно областей широкого спектра действия, который учитывает конкурентное и коммерческое преимущества проекта и увеличивает вероятность достижения его целей и задач. SWOT-анализ проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 3- Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b>	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b>
	С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высокогазированной нефти и с содержанием механических примесей; С2. Малое перемешивание перекачиваемой жидкости;	Сл1. Частая поломка обоймы; Сл2. Нерегулируемость рабочего объема; Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;



	С3. Простота конструкции; С4. Малые гидравлические потери; С5. Повышенная надежность.	
<b>Возможности:</b> В1. Применение в искривленных скважинах; В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем СВН; В3. Снижение металлоемкости поверхностного привода; В4. Ускорение монтажа; В5. Сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство месторождений с малодебитными скважинами.		
<b>Угрозы:</b> У1. Возможность появления новых конкурентов; У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций;		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 4, табл. 5, табл. 6, табл. 7.

Таблица 4

*Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта*

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	-	-	-	-	-
	B3	-	-	+	-	0
	B4	-	-	0	-	+
	B5	-	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C2C3C4C5, B3C3, B4C5.

Таблица 5

*Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта*

Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	+	+
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	+	-	+
	B5	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1Сл2Сл3, B4Сл1Сл3.

Таблица 6

*Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта*

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	-	-	-	+
	У2	+	0	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С5, У2С1.

Таблица 7

*Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта*

Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	0	+	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл2, У2Сл2.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (табл. 6).

Таблица 8

*SWOT-анализ*

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высоко газированной нефти и с содержанием механических примесей; С2. Малое перемешивание перекачиваемой жидкости; С3. Простота конструкции; С4. Малые гидравлические потери; С5. Повышенная надежность.	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Частая поломка обоймы; Сл2. Нерегулируемость рабочего объема; Сл3. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;
<b>Возможности:</b> В1. Применение в искривленных скважинах; В2. Сотрудничество с предприятием-	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: В1С1С2С3С4С5 – все	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: В1Сл1Сл2Сл2Сл3Сл4 –

<p>изготовителем СВН;  В3. Снижение металлоемкости поверхностного привода;  В4. Ускорение монтажа;  В5. Сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство месторождений с малодебитными скважинами.</p>	<p>перечисленные сильные стороны проекта применимы в искривленных скважинах;  В3С3 – простота конструкции приводит к снижению металлоемкости поверхностного привода;  В4С5 – ускоренный монтаж поврежденных деталей приводит к высокой надежности работы;</p>	<p>возможно появление слабых сторон в искривленных скважинах;  В4Сл1Сл3 – в случае поломки обоймы производительность насоса не сильно уменьшится, так же как и износ деталей в случае запуска вхолостую.</p>
<p><b>Угрозы:</b>  У1. Возможность появления новых конкурентов;  У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций;</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»:  У1С5 – возможно развитие конкурентных разработок с более надежными рабочими органами;  У2С1 – существует вероятность снижения бюджета на исследование модернизаций на возможность откачки высоковязкой нефти;</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»:  У1Сл2 – возможно развитие конкурентных исследований вследствие осуществления регулируемости рабочего объема;  У2Сл2 – возможно снижение бюджета на данное исследование вследствие нерегулируемости рабочего объема;</p>

## Планирование научно-исследовательских работ

### Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ.

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 9.

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых параметров для скважины	Дипломник
	6	Подбор скважинного винтового насоса для	Дипломник

		этой же скважины	
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, дипломник
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник

### Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так

как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{oji}}{Ч_i}, \quad (x)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{oji}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### **Разработка графика проведения научного исследования**

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}, \quad (x)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (x)$$

где  $T_{\text{кал}} = 365$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 104$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 14$  – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  округляем до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в табл. 8.

Таблица 10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{\text{min}}$ , чел-дни	$t_{\text{max}}$ , чел-дни	$t_{\text{ож}}$ , чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	3	2	Руков.	1	2
Выбор направления исследования	6	9	7	Руков.	5	7
Подбор и изучение литературы по теме	7	14	10	Дипл.	10	15
Календарное планирование работ по теме	2	4	3	Руков. дипл.	2	3
Поиск необходимых параметров для скважины	12	16	13	Дипл.	10	15
Подбор скважинного винтового насоса для этой же скважины	10	21	15	Дипл.	13	21
Оценка результатов исследования	3	9	6	Руков. дипл.	6	9
Составление пояснительной записки	7	14	11	Руков. дипл.	5	8



На основе таблицы 10 строим план график

Таблица 11 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Испол нител и	Т <sub>кi</sub> , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление ТЗ	Руков.	2	<div></div>											
2	Выбор направления	Руков.	7		<div></div>										
3	Изучение литературы	Дипл.	15			<div></div>									
4	Планировани е работ	Руков. дипл.	3				<div></div>								
5	Поиск параметров	Дипл.	15					<div></div>							
6	Подбор насоса	Дипл.	21							<div></div>					
7	Оценка результатов	Руков. дипл.	9									<div></div>			
8	Пояснительн ая записка	Руков. дипл.	8										<div></div>		

■ – руководитель, □ – дипломник.

### Бюджет научно-технического исследования

### Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Расчет основной заработной платы сведен в табл. 12.

Таблица 12 – Расчет основной заработной платы

№ п/ п	Наименование этапов	Исполнитель и по категориям	Трудоемкос ть, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяс я на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу(окла дам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение технического задания	Руководите ль	1	0,93	0,93
2	Выбор направления исследования	Руководите ль	5	0,93	4,65
3	Подбор и изучение литературы по теме	Дипломник	10	0,23	2,3
4	Календарное планирование работ по теме	Руководите ль, дипломник	2	1,16	2,32
5	Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	Дипломник	10	0,23	2,3
6	Построение модели сильфона карданного компенсатора и проведение исследования	Дипломник	13	0,23	2,99
7	Оценка результатов исследования	Руководите ль, дипломник	6	1,16	6,96

8	Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник	5	1,16	5,8
Итого					28,31

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} ,$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата;

$З_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-15 % от  $З_{осн}$ ).

Основная заработная плата ( $З_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = T_p \cdot З_{дн} ,$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. ;

$З_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot М}{F_d} ,$$

где  $З_м$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня М =11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней М=10,4 месяца, 6-дневная неделя;

Г<sub>д</sub> – действительный годовой фонд рабочего времени научно- технического персонала, раб. дн.

Таблица 13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	175

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}}, \quad (\text{х})$$

где З<sub>тс</sub> – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

к<sub>пр</sub> – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от З<sub>тс</sub>);

к<sub>д</sub> – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от З<sub>тс</sub>);

к<sub>р</sub> – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 14 – расчет основной заработной платы

Исполнители	З <sub>тс</sub> , тыс. руб.	k <sub>пр</sub>	k <sub>д</sub>	k <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , тыс. руб.	З <sub>дн</sub> , тыс. руб.	T <sub>р</sub> , раб. дн.	З <sub>осн</sub> , тыс. руб.
Руководитель	22,156	0,3	0,3	1,3	46,08	2,4	19	45,6
Дипломник	5,707	0	0	1,3	7,42	0,34	46	15,64
Итого З <sub>осн</sub>								61,24

### Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}),$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%

**Таблица 15 – отчисления во внебюджетные фонды**

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
Руководитель	45,6	6,84
Дипломник	15,64	2,35
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого 19,07		

### **Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта**

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно- технической продукции.

**Таблица 16 – Расчет бюджета затрат НТИ**

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	61 240	
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9186	15% от 1
3. Отчисления во внебюджетные фонды	19085	27,1% от суммы 1-2
4. Накладные расходы	14321	16% от суммы 1-3
5. Бюджет затрат НТИ	103832	Сумма ст. 1-4

## **8. Социальная ответственность**

### **Описание рабочего места**

Для создания безопасных условий труда, поддержания технологического режима, бесперебойной и качественной работы оборудования, предотвращения аварийных ситуаций на СВН необходимо заранее прогнозировать возможные аварийные ситуации в работе всего оборудования: насосных агрегатов, станций управления, источников питания.

В работе системы возможны следующие аварийные ситуации:

- аварийное отключение электроэнергии;
- выход из строя какой-либо части подземного оборудования;
- потеря контроля и управления;
- другие непредвиденные ситуации.

Рабочая зона – это станция управления, где находится оператор добычи нефти.

Под рабочим местом оператора ДНГ понимают зону трудовой деятельности, оснащенную всем техническим и вспомогательным оборудованием, необходимым для осуществления управления, как подземным, так и наземным оборудованием.

## **Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов**

ПБ 08-624-03 - Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. В этих правилах есть раздел называемый «Требования к эксплуатации опасных производственных объектов, технических устройств, резервуаров, промысловых трубопроводов». В этом разделе находится информация об общих положениях, а также про эксплуатацию скважин, а именно эксплуатацию скважин погружными насосами.

ВППБ-01-04-98 – Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности. В этом нормативном документе находится информация об обеспечении безопасности людей на случай пожара, пути эвакуации и эвакуационные выходы.

НПБ 105-03 – Нормы пожарной безопасности. В этих нормах находится информация об определении категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

Должностная инструкция оператора по добыче нефти и газа. В этом нормативном документе содержится информация о том, что должен знать оператор и что должен уметь делать.

По степени воздействия на организм человека нефть относится к четвертому классу малоопасных веществ. Предельно допустимая концентрация углеводородов нефти C1-C10 в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м<sup>3</sup>. [ГОСТ 12.1.005-01]

ГОСТ Р 53675 – Насосы нефтяные для магистральных трубопроводов.

Установка скважинного винтового насоса относится к пожароопасным и взрывоопасным установкам. Это объясняется тем, что пары нефти, углеводородные газы могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси. Предельно допустимая взрывоопасная концентрация наиболее легкой фракции выделившегося свободного и растворенного газа метана в воздухе составляет от 5% до 15% объемных.



### **Анализ выявленных вредных факторов**

Добыча нефти может сопровождаться нежелательными явлениями как выброс в окружающую среду пластовой жидкости и смеси самых различных газов. Однако даже в нормальных условиях эксплуатации полностью исключить утечки, особенно газов, практически невозможно. При возникновении же аварий выбросы вредных веществ в окружающую среду могут принять значительные масштабы. Чтобы избежать этого, необходимо тщательно изолировать устье скважины при помощи фонтанной арматуры, рассчитанной на давления в 1,5-2 раза превышающие постоянно действующее значение. Кроме того, вблизи устья скважины должны устраиваться пункты пожаротушения и песчаные валы для предотвращения распространения возможных разливов нефти. Другим опасным поражающим фактором при работе вблизи установки является возможность поражения электрическим током высокого напряжения, необходимо устраивать заземление трансформаторных подстанций, питающих установку.

### **Электрические поля**

В электроустановках высокого напряжения (330кВ и более) около проводов линий электропередачи создается поле переменного тока промышленной частоты (50Гц). Оно неблагоприятно влияет на центральную нервную систему человека, вызывая снижение его работоспособности: повышаются частота пульса, кровяное давление, температура тела, к концу рабочего дня человек становится вялым, сонливым, быстро устает. Все эти отклонения - нестойкие, после отдыха они обычно исчезают. Через тело человека, находящегося в переменном электрическом поле, протекает емкостный ток. Величина этого тока зависит от напряженности вызвавшего его поля, сопротивления тела и обуви, а также удельного сопротивления поверхностного слоя земли, по которому он растекается. Чем больше расстояние между токоведущими частями установки и местом нахождения человека, тем меньше напряженность электрического поля. В распределительном устройстве

напряжением 500кВ емкостный ток, протекающий через тело человека, может достигать 0,4...0,52мА. Прикосновение человека, находящегося в электрическом поле, к заземленным конструкциям сопровождается искровым разрядом. Через тело проходит ток, вызывающий неприятное, а иногда болезненное ощущение покалывания.

### **Анализ выявленных опасных факторов**

**Электротравма** - особый вид травм, возникающих в результате воздействия электрического тока.

#### *Причины ударов тока:*

- при внезапном прекращении подачи электроэнергии;
- при ремонтных работах, возможен удар током, вследствие включения в сеть электродвигателя;
- возможно замыкание сети, из-за неквалифицированных действий обслуживающего персонала.

#### *Пути устранения данных причин:*

- нужно немедленно отключить двигатели насосов от электросети, после чего перекрыть задвижки на всасывающих и напорных трубопроводах насосов;
- квалифицированный персонал;
- заземления;
- плановой проверки кабелей, функционирования установки.

### **Охрана окружающей среды**

#### **Твердые и жидкие отходы**

В период эксплуатации источниками негативного воздействия на окружающую среду могут являться мусор бытовой (ТБО) и производственные отходы.

Образование ТБО происходит в результате жизнедеятельности людей, занятых на производстве.

Конструкцией насоса должно быть предотвращено выброс перекачиваемой жидкости. На поверхности насоса должны быть нанесены знаки безопасности. Стрелкой на видном месте корпуса насоса должно быть указано направление вращения ротора. По истечении срока службы, насосы следует отправлять на утилизацию в специализированные предприятия, имеющие лицензию на переработку опасных отходов. Винтовой насос имеет концевые уплотнения затворной жидкости, в связи с этим эти уплотнения должны быть химически нейтральными к перекачиваемой жидкости и материалам насоса, нетоксичной не образовывать взрывоопасной смеси с воздухом.

### **Выбросы в атмосферу**

Источниками постоянных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от оборудования являются:

Площадки, дефлекторы, вентиляционные трубы и дыхательные клапана:

- Площадки емкостей;
- Служебно-эксплуатационного блока.

Источниками неорганизованных выбросов являются неплотности во фланцевых соединениях технологического оборудования:

- Устье скважины;
- Отключающей арматуры;

С целью уменьшения воздействия на уровень загрязнения атмосферного воздуха и соблюдения санитарных норм предусмотрен комплекс мероприятий общего технологического характера:

- Установка сигнализаторов загазованности во взрывоопасных помещениях;
- Удаление взрывоопасных и пожароопасных веществ из помещений системной вытяжной вентиляции;
- Установка оборудования, арматуры и трубопроводов, рассчитанных на давление, превышающее максимально возможное рабочее давление;

- Полная герметизация всего оборудования, арматуры и трубопроводов;
- Контроль технологических процессов с помощью средств автоматики;

### **Защита в чрезвычайных ситуациях**

#### ***Пожаровзрывобезопасность***

##### *Причины возникновения чрезвычайных ситуаций:*

- Протечки перекачиваемой и затворной жидкости наружу из концевых уплотнений вала, через фланцевые соединения и торцевые разъемы;
- Протечки масла наружу через уплотнения подшипников;
- Искрообразования в узлах концевых уплотнений и подшипников при работе;
- Вторичные уплотнения вала не являются термостойкими при максимальной температуре перекачиваемой жидкости;

Для того чтобы не происходили чрезвычайные ситуации связанные с пожаровзрывобезопасностью, следует тщательно проверить конструкцию насоса, вращающиеся элементы не должны создавать искры.

#### **Система противопожарной защиты**

Система пожарной безопасности и контроля загазованности объектов площадки включает:

Оборудование управляющей сети:

- Станции управления;
- Коммуникационное оборудование;
- Панели сигнализации и управления;

Технические средства нулевого уровня:

- Пожарные извещатели;
- Оповещатели;
- Газоанализаторы;
- Контрольно-измерительное оборудование;
- Исполнительные средства систем пожаротушения.

На площадке предусмотрены следующие системы пожаротушения:

- Наружное пожаротушение от пожарных гидрантов;
- Внутреннее пожаротушение от пожарных кранов;
- Водяное орошение аппаратов колонного типа;
- Автоматическое пенное пожаротушение;
- Автоматическое газовое пожаротушение

## **Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **К организационным мероприятиям относятся:**

- Оформление работы нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- Допуск к работе;
- Надзор во время работы;
- Оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место, окончание работы.

### *Основные правила безопасного ведения технологического процесса:*

- Профилактический осмотр оборудования установки должен производиться по графику, утвержденному главным инженером;
- В период выброса газа в атмосферу с предохранительных клапанов должны быть приостановлены строительно-монтажные и другие работы на площадке, заглушены двигатели. Работы возобновляются после прекращения выбросов и проверки территории с помощью газоанализаторов. Содержание газа в воздухе не должно превышать 20% от нижнего предела взрываемости;
- Обслуживающий персонал должен постоянно контролировать уровень жидкости и давление в емкостях;
- Необходимо постоянно контролировать дозировку химических веществ;
- Вентиляторы и вытяжные устройства должны быть в исправности;
- Должны быть надежными связь и аварийная сигнализация;

- Территория и сооружения площадки должны быть освещены по нормам техники безопасности, пожарной безопасности и санитарным нормам проектирования промышленных предприятий;
- Все металлические части электрооборудования заземлены;
- Необходимо постоянно контролировать состояние оборудования;
- Запрещается использовать в работе необмеднённый инструмент;
- К обслуживанию допускаются лица, ознакомленные с конструкцией, принципом действия и порядком работы в целом;
- В операторной должен быть вахтенный журнал, куда записываются все неисправности, замеченные дежурным, а также основные параметры работы;
- Запрещается использовать в работе неисправное оборудование;
- Запрещается вход посторонних лиц на территорию, без разрешения администрации.
- Курение разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах, согласованных с пожарнадзором.

### **Особенности законодательного регулирования проектных решений**

Для обеспечения строительства, реконструкции, капитального ремонта, технического перевооружения, консервации и ликвидации ОПО организация, эксплуатирующая их на праве собственности, аренды, другом законном праве, определяющем ее юридическую ответственность:

- передает подрядчику для производства работ утвержденную им проектную документацию на строительство, реконструкцию или документацию на капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервацию, ликвидацию в объеме, необходимом для выполнения работ подрядчика и привлеченных организаций;
- проверяет наличие необходимых разрешительных документов у исполнителей работ; оборудования и материалов;

- обеспечивает контроль наличия документов, подтверждающих соответствие применяемых технических устройств и материалов;
- обеспечивает контроль качества применяемых технических устройств и материалов;
- осуществляет производственный контроль выполнения работ подрядчиками и привлеченными организациями.

По окончании строительно-монтажных работ производится ввод ОПО в эксплуатацию. Для пуско-наладочных работ с применением опасных веществ или во взрывоопасных условиях должны быть разработаны технологические регламенты с указанием мер безопасности.

Общие требования к ОПО и рабочим местам

В организациях, которые имеют подземные коммуникации (например, кабельные линии, нефтепроводы, газопроводы), руководством организации должны быть утверждены схемы фактического расположения этих коммуникаций. Подземные коммуникации на местности обозначаются указателями, располагаемыми по трассе и в местах поворотов.

От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также вокруг других ОПО устанавливаются санитарно-защитные зоны, размеры которых определяются проектной документацией.

Работники ОПО в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, цех ОПО, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха данного объекта.

На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.

## **Заключение**

Скважинный винтовой насос является одним из наиболее перспективных насосов для добычи нефти в России и за рубежом. Простота конструкции, откачка высоковязких эмульсий, широкий диапазон рабочих дебитов и давлений, откачка жидкостей с высоким содержанием механических примесей, хорошая эффективность работы – это достоинства винтовых насосов, но далеко не все, позволяют широко использовать их в нефтяной промышленности. Огромный опыт эксплуатации данного вида насоса с погружным электродвигателем показал, что винтовой насос является одним из наиболее эффективных технологий по добычи высоковязкой нефти.

Так же нужно отметить, что одним из неблагоприятных факторов добычи нефти является повышенное газосодержание пластовой жидкости. И в этом винтовые насосы наиболее перспективны, так как наличие 50% свободного газа на приеме насоса никак не снижает его работоспособность.

Продолжительный промежуток времени считалось, что винтовой насос ограничивает свое использование только лишь при добычи высоковязкой нефти. Тем не менее, современные установки винтового насоса при должном выборе кинематических параметров позволяют довольно успешно работать в искривленных скважинах. Во-первых, в месте установки насоса угол наклона ствола скважины не влияет на его рабочие параметры. Во-вторых, установки электровинтового насоса имеют малую длину, что соответственно облегчает прохождение этого насоса по искривленной скважине.

В последние годы винтовые насосы имеют широкое распространение, потому что во многих тяжелых условиях эти насосы являются самым лучшим способом извлечения нефти из трудноизвлекаемых запасов.



### Список использованных источников

- 1) Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2012. С. 542, 614-615.
- 2) Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Мерициди И.А., Николаев Н.М., Пекин С.С., Сабиров А.А. Нефтегазопромысловое оборудование. 2006. С. 346, 706-710.
- 3) Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое оборудование: учебник. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. С. 74-112.
- 4) [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://tanelli.ru/jekspluatacija-vintovyh-nasosov.html>.
- 5) Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. Одновинтовые гидравлические машины: В 2 т. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». 2005. С. 25.
- 6) Винтовые насосы / Д.Ф. Балденко, М. Г. Бидман, В.Л. Калишевский и др. – М.: Машиностроение, 1982. С. 8-10, 74-86.
- 7) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drillings.ru/privod-nasos>.
- 8) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vniibt-bi.ru/products/pumpingEquipment/>.